

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«___» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації Системи забезпечення споживачів електричною енергією

на тему: «Підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації розподільчих станцій та підстанцій»

Виконав: студент VI курсу, групи ОЕ-з91мп

_____ Жилінський Андрій Сергійович

(прізвище, ім'я по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доцент, Побігайло В.А.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.

(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент Жилінський А. С.

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України

**«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов
«__» _____ 20__р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студента

Жилінського Андрія Сергійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації розподільчих станцій та підстанцій»

науковий керівник дисертації

доцент, к.т.н., Побігайло В.А.,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «03» листопада 2020 р. №3198-с

2. Строк подання студентом дисертації 20 грудня 2020 року

3. Об'єкт дослідження Огляд розподільчих електричних підстанцій та станцій та питання підвищення ефективності електропостачання шляхом їх модернізації.

4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) Ефективність електропостачання.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: Розробити проект модернізації підстанцій. Виконати вибір електричних апаратів. Виконати аналіз технічного стану електричного обладнання оператора системи розподілу. Дослідити динаміку та структуру електроспоживання. Виконати аналіз технічного стану електричних мереж з визначенням їх відповідності вимогам надійності та якості електропостачання споживачів. Обрати релейний захист для встановлення на підстанції.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація матеріалів дисертаційної роботи за результатами досліджень.

7. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль - ас. Прокопенко І.Д.
8. Дата видачі завдання 29 травня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Аналіз бібліографічних джерел	09.05.20-03.07-20	виконано
2	Складання плану роботи	15.07.20-24.08.20	виконано
3	Робота над першим розділом	01.09.20-05.10.20	виконано
4	Робота над другим розділом	09.10.20-27.11-20	виконано
5	Робота над третім розділом	20.11.20-02.12.20	виконано
6.	Розробка стартап проекту	20.11.20-30.11.20	виконано
7.	Оформлення дисертації	30.10.20-10.12.20	виконано
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	29.10.20-11.12.20	виконано
9.	Передзахист МД	11.12.20-15.12.20	
10.	Захист дисертації	17.12.20-22.12.20	

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 115 сторінках формату А4, яка включає в себе 9 рисунків, 52 таблиці, 5 джерел використаної літератури. Графічна частина складається із 8 аркушів технічних креслень формату А1.

Дисертація присвячена питанню підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації розподільчих станцій та підстанцій. Розроблено проєкт модернізації підстанції 110/10/10 кВ. Виконано вибір електричних апаратів. Виконано аналіз технічного стану електричного обладнання оператора системи розподілу. Досліджено динаміку та структуру електроспоживання. Виконано аналіз технічного стану електричних мереж з визначенням їх відповідності вимогам надійності та якості електропостачання споживачів. Обрано релейний захист для встановлення на підстанції.

Актуальність теми. Підвищення ефективності електропостачання є важливим завданням перед енергопостачальними компаніями для досягнення кращих економічних показників.

Метою магістерської дисертації є підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації станцій та підстанцій мережі 110 кВ.

Об'єкт дослідження: електричні підстанції та станції.

Предмет досліджень: ефективність електропостачання.

Методи дослідження. Чисельні методи вирішення систем нелінійних рівнянь, методи теоретичних основ електротехніки та електричних мереж для розрахунку, математичне моделювання для розрахунку режимів роботи мережі.

СТАНЦІЯ, ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ,
МОДЕРНІЗАЦІЯ

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 115 pages of A4 format, which includes 9 figures, 52 tables, 5 sources of used literature. The graphic part consists of 8 sheets of technical drawings of A1 format.

The dissertation is devoted to the issue of increasing the efficiency of power supply by modernization of distribution stations and substations. A 110/10/10 kV substation modernization project has been developed. The choice of electrical devices is made. The analysis of the technical condition of the electrical equipment of the distribution system operator is performed. The dynamics and structure of power consumption are studied. An analysis of the technical condition of electrical networks with the determination of their compliance with the requirements of reliability and quality of electricity supply to consumers. Relay protection is selected for installation at the substation.

Actuality of theme. Improving the efficiency of electricity supply is an important task for energy supply companies to achieve better economic performance.

The purpose of the master's dissertation is to increase the efficiency of power supply by modernizing stations and substations of the 110 kV network. Object of research: 110 kV electrical network.

Object of research: electrical substations and stations.

Subject of research: efficiency of power supply.

Research methods. Numerical methods for solving systems of nonlinear equations, methods of theoretical foundations of electrical engineering and electrical networks for calculation, mathematical modeling for calculation of network operation modes.

STATION, SUBSTATION, POWER SUPPLY, EFFICIENCY, MODERNIZATION

ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	8
ВСТУП.....	9
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ В.ОЛЕКСАНДРІВКА	10
1.1 Схема електричних з'єднань підстанції.....	10
1.2 Обладнання підстанції.....	10
1.3 Задачі реконструкції ПС 110/10 кВ «В.Олександрівка».....	14
Висновки до розділу.....	16
2. ОСНОВНІ ЗАХОДИ ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	17
2.1 Навантаження підстанції	17
2.2 Вибір трансформаторів.....	17
2.3 Схема електричних з'єднань.....	19
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
2.5 Заміна обладнання.....	25
Висновки до розділу.....	39
3. РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ 110 КВ.....	40
Висновки до розділу.....	41
4. СТАРТАП-ПРОЕКТ.....	42
4.1 Вступ.....	42
4.2 Динаміка і структура електроспоживання за звітний період, електричні навантаження регіону.....	43
4.3 Аналіз технічного стану електричних мереж з визначенням їх відповідності вимогам надійності та якості електропостачання споживачів....	62
4.4 Аналіз надійності живлення споживачів з урахуванням схем РУ діючих підстанцій.....	77
4.5 Аналіз режимів роботи електромереж.....	83

4.6 Аналіз режимів роботи електромереж.....	92
Висновки до розділу.....	94
5. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.....	95
5.1 Вступ.....	95
5.2 Пошкодження і ненормальні режими роботи трансформаторів.....	95
5.3 Види і призначення автоматичних пристроїв трансформатора.....	96
5.4 Розрахунок струмів короткого замикання за трансформатором.....	99
Висновки до розділу.....	112
ВИСНОВКИ.....	113
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	114
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	115

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АВР – автоматичне включення резерву;
АПВ – автоматичне повторне включення;
ВЗ – вертикальний заземлювач;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрите розподільче устаткування;
ГЗ – горизонтальний заземлювач;
ЕЗЗ – електрозахисні засоби;
ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;
ЗРУ – закрите розподільче устаткування;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НН – низька напруга;
ПБЗ – переключення без збудження;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
РЕМ – район електричних мереж;
РПН – регулювання під навантаженням;
СВ – секційний вимикач;
СН – середня напруга;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Електроенергетика є основою розвитку виробничих сил у будь-якій державі. Стабільний розвиток промисловості неможливий без енергетики, що постійно модернізується.

Поточним завданням української енергетики є не тільки будівництво нових електростанцій та підстанцій, але й правильне й доцільне використання ресурсів уже наявних.

Розвиток електроенергетики характеризувався високими темпами будівництва електростанцій і розширенням електричних мереж, створенням енергосистем, енергетичних об'єднань і в остаточному підсумку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. За 2010 рік обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України, досяг 187,9 млрд кВт·г. Більшу її частину (49,6 %) виробляють ТЕС, АЕС виробляють 42 %, ГЕС — близько 8,4 %. За 2010 рік обсяг споживання електричної енергії ОЕС України склав 147,5 млрд кВт·г..

Стратегічними цілями розвитку електроенергетики в перспективі є:

- надійне енергопостачання економіки й населення країни електроенергією;
- збереження цілісності й розвиток Об'єднаної енергетичної системи країни, її інтеграція з іншими енергооб'єднаннями в Європі;
- підвищення ефективності функціонування й забезпечення сталого розвитку електроенергетики на базі нових сучасних технологій;
- зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Наявність в енергосистемах зношеного, використаного свій ресурс обладнання, і відсутність можливості його відновлення вводить електроенергетику в зону підвищеного ризику, технологічних відмов, аварій і, як наслідок, - зниження надійності електропостачання.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ В.ОЛЕКСАНДРІВКА

1.1 Схема електричних з'єднань підстанції

Живлення ВРП-110кВ підстанції здійснюється по двох лініях, а саме «ПЛ-110 кВ Бровари-Бориспіль №1» та «ПЛ-110 кВ Бровари-Бориспіль №2». Від ВРП-110кВ першої та другої секцій шин одержує живлення два двообмоткові трансформатори ТДН-10000/110 Уо / Δ-11, 1968 р. випуску, з оперативними найменуваннями Т1 та Т2.

Схема ВРП-110кВ підстанції виконана з двома вводами, згідно типової схеми - «схема приєднання підстанції з перемичкою з роз'єднувачів МЛП і секціонуванням секцій шин 110 кВ». В схемі встановлено один вимикач на секційній перемичці, а на приєднанні Т-1 та Т-2 встановлено короткозамикачі з відокремлювачами. Ремонтна перемичка служить для приєднання обох трансформаторів до одної лінії при ремонті іншої.

Схема ЗРП-10кВ виконана з подвійною системою збірних шин, секціоновано, I с.ш. з II с.ш. .

Закритий розподільний пристрій (ЗРП) 10кВ, виконано на комірках КРП 10кВ – КУ10С(М), одержує живлення від трансформаторів Т1 і Т2 через вимикачі комірок 7(1с.ш.), 15(2с.ш.),. ЗРП розподіляє живлення між 31 коміркою, від яких живляться: власні потреби, трансформатори напруги, споживачі та пристрої компенсації ємнісних струмів в розподільчій мережі 10 кВ.

1.2. Обладнання підстанції

Обладнання РП 110 кВ.

Відкритий розподільчий пристрій 110 кВ виконаний на високовольтному обладнанні 110 кВ, а саме: комплектується високовольтним маломасляним вимикачем ММО-110/1250 встановленого на секційній перемичці, параметри якого приведені в табл.1.1, роз'єднувачами РНДЗ.2-110/1000(600) – табл. 1.2, трансформаторами струму ТФЗМ-110Б-IV – табл.1.3 та напруги НКФ-110-57 У1 – табл. 1.4, а також розрядниками РВС-110.

Таблиця 1.1 - Технічні характеристики вимикача ММО-110/1250

Найменування параметра	Величина
Номинальна напруга, кВ	110
Номинальна робоча напруга, кВ	126
Номинальний струм, А	1250
Номинальний струм відключення, кА	20
Параметри наскрізного струму короткого замикання, кА	
– найбільший пік	102
– початкове діюче значення періодичної складової	20
– струм термічної стійкості (трьох секундний)	20
Параметри струму вмикання, кА	
– найбільший пік	102
– початкове діюче значення періодичної складової	20
Повний час відключення, с	0,05
Власний час включення, с	0,15
Мінімальна безструмова пауза (пауза при АПВ), с	0,3
Неодночасність між полюсами, с	0,01
Струм вимкнення в умовах протифази, кА	5
Струм вимкнення при невіддалених кз, кА	10
Вимикаючий струм ненавантаженої лінії, А	31,5
Нормована напруга випробування, кВ	
– промислової частоти 50 Гц, 1 мин	230
Потужність електродвигуна привода, Вт	220
Маса оливи, кг	335
Маса привода, кг	205
Номинальна напруга кіл управління, В	220

Таблиця 1.2 - Технічні характеристики РНД3.2-110/1000(600)

Найменування параметру	Величина
Номинальна напруга, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номинальний струм, А	1000(600)
Струм електродинамічної стійкості для роз'єднувача та заземлювача, кА	80(40)
Струм термічної стійкості для роз'єднувача та заземлювача, кА	31,5(20)
Привод головних ножів	ПД-11 УХЛ1

Привод ножів заземлення	ПД-11 УХЛ1
-------------------------	---------------

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики ТС ТФЗМ -110Б-IV

Найменування параметру	Величина
Номінальна напруга мережі , кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номінальна частота, Гц	50
Номінальний первинний струм, А	150
Номінальний вторинний струм, А	5
Ток термічної стійкості, кА	
1-секундний	31,5
3-секундний	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	80
Матеріал ізолятора	Фарфор
Діапазон робочих температур, С	-60 до +45

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики ТН НКФ-110-57 У1

Найменування параметру	Величина
Номінальні напруги обмоток, В (Обмотка ВН)	110000: $\sqrt{3}$
Номінальні напруги обмоток, В (Обмотка НН основна)	100: $\sqrt{3}$
Номінальні напруги обмоток, В (Обмотка НН додаткова)	100
Номінальна потужність вторинних обмоток в класах точності, ВА (основна) 0,2	200
Номінальна потужність вторинних обмоток в класах точності, ВА (основна) 0,5	400
Номінальна потужність вторинних обмоток в класах точності, ВА (основна) 1	600
Номінальна потужність вторинних обмоток в класах точності, ВА (основна) 3	1200
Номінальна потужність вторинних обмоток в класах точності, ВА (додаткова) 3Р	600
Гранична потужність, ВА	2000
Маса, кг	2000
Маса, кг	630
Довжина x ширина x висота, мм	622 x 632 x 1790

Також, на приєднанні трансформаторів встановлено комплект ВД КЗ – 110 кВ, що призначений для відключення вводу трансформатора від живлення шляхом створення однофазного короткого замикання на живлячій лінії.

Таблиця 1.5. – Характеристики силових трансформаторів Т-1(Т-2)

1	Місце установки (ПС)			ПС В.Олександрівка	
2	Підстанційні номери трансформаторів			Т-1 (Т-2)	
3	Тип трансформаторів			ТДН	
4	Схема з'єднань обмоток			Y0/Δ -11	
5	Потужність, МВА			10	
6	Напруга, кВ			ВН	115
				НН-1	11
				НН-2	11
7	Струм	Робочий	А	ВН	50,2
				НН-1	-
				НН-2	525
		Холостого ходу		%	0,63
8	Напруга КЗ., ек		ВН-НН	%	-
			ВН-НН	%	11,1
			НН1-НН-2	%	-
9	Регулювання напруги		Обмотка 110кВ	%	± 9*1,78

Таблиця 1.6. – Характеристики ВД КЗ – 110 кВ на приєднаннях Т-1 (Т-2)

Тип обладнання	Коротка технічна характеристика				
	Повний час відключення (включення) без ожеледі, с	Струм термічної стійкості, кА	Амплітуда графічного наскрізного струму, кА	Маса, кг	Тип привода
Відокремлювач ОДЗ110/630У1	0,45	12,5	80	176	ПР-У1
Короткозамикач КРН- 110У1	0,1	12,5	42	89	ПРК-1ХЛ1

Обладнання ЗРП 10кВ

Закритий розподільчий пристрій 10 кВ виконаний на комірках КРП 10кВ – КУ10С(М).

КУ10С(М) - серія модульних комірок у металевих корпусах з повітряною ізоляцією та вакуумними чи маломасляними комутаційними апаратами, а саме:

- вимикачами навантаження;
- розе'мом для підключення вторинних кіл РЗА;
- контактами розеточного типу.

Комірки відходящих ліній реалізовано на комірках викатного вимикача з контактами розеточного типу - DM1-W630(1000)-12-12.5, технічні характеристики [] яких приведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 - Характеристики комірки [] В-10 Т-2

Механічний ресурс	40 операцій при Ікз, та 10000 при Іном
Максимальний струм відключення кА	25
Номінальний струм А	1000
Встановлений трансформатор струму	ТЛМ-1000/5
Висота/довжина/ширина см	1600/1220/750
Маса кг	400
Ізоляція 50/60Гц 1мин кВ	28
Вимикач навантаження	ВК-10

Комірки трансформатора напруги НАМИТ-10, технічні характеристики приведені в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 - Характеристики комірки СМ2-630-12-12.5

Найменування параметру	Величина
Тип встановленого трансформатора напруги	НАМИТ-10
Висота/ширина/глибина	1600/375/940
Вага, кг	160
Запобіжники	ПКТ-31,5/10/20
Встановлені розрядники	РВО-10

1.3. Задачі реконструкції ПС 110/10 кВ «В.Олександрівка»

Основною задачею дипломного проекту є реконструкція підстанції з урахуванням зростання навантаження та заміна обладнання, що вичерпало свій експлуатаційний ресурс.

Бориспільський район є одним з передових в будівництві багатоповерхових будинків, готельних комплексів та фабрик, що переносяться з зони Києва.

Це змушує енергопостачальні компанії збільшувати потужності в своїх розподільчих мережах. Тому, на основі виданих технічних умов на підключення нових потужних споживачів до шин 10 кВ ПС В.Олександрівка, потрібно збільшити її максимальну вихідну потужність. Першим етапом даного завдання є написання проекту реконструкції ПС.

ВРП-110кВ ПС 110/10кВ «В.Олександрівка» виконано по не типовій схемі «Місток з неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній електроживлення». Цим проектом на ПС 110/10кВ «В.Олександрівка» передбачено виконати заміну існуючих відокремлювачів і короткозамикачів Т-1 та Т-2 на елегазові вимикачі з встановленням виносних трансформаторів струму, а також заміна СВ-110 типу ММО-110 на елегазовий вимикач з виносними трансформаторами струму. При цьому схема ПС 110/10кВ «В.Олександрівка» не змінюється до реконструкції ПЛ-110кВ. Згідно ПУЕ розділ 4.2 і ПТЄЕ в проекті передбачена заміна вентиляних розрядників на обмежувачі перенапруги.

Згідно проведених нижче розрахунків, прийняте в цьому проекті обладнання стійке до струмів короткого замикання і перевірено на термічну і динамічну стійкість. Обладнання вибрано виходячи із умов роботи на відкритому повітрі в помірному кліматі по ГОСТ 15150-69. Проектом передбачено використання стандартизованого імпортного і вітчизняного обладнання, що має сертифікати якості. Замість демонтованого обладнання у ВРП-110кВ проектом передбачено встановлення наступного обладнання:

- елегазовий вимикач типу 3AP1FG–145 кВ, з пружинним приводом, $I_{ном}=2000A$, $I_{ном.відкл.}=25kA$ з виносними трансформаторами струму;
- трансформатори напруги на стороні 110 на I та II с.ш. типу НКФ-110-57;
- елегазові вимикачі типу 3AP1FG–145 кВ, $I_{ном}=1250A$, $I_{ном.відкл.}=25 kA$ з виносними трансформаторами струму на вводах трансформаторів;
- обмежувачі перенапруги PEXLIM R108 УН 145.

Будівництво III та IV с.ш. 10 кВ для підключення споживачів електроенергії Бориспільського району (на 6 лінійних комірок), а також заміна існуючого вимикача (В-10 Т2) в ком. 15 на вакуумний ВВ/TEL-10/1000.

Висновки до розділу:

В даному розділі було описано діючу схему електричних з'єднань ПС та встановленого обладнання. По результатам опрацьованого матеріалу ми бачимо, що дане електроустаткування є морально застарілим і потребує заміни. Перш за все потрібно звернути увагу на приєднання силових трансформаторів, де встановлено ВД, КЗ – 110 кВ, робота даного комплексу побудована на принципі створення однофазного короткого замикання на землю, що негативно впливає на стан ізоляції мережі. Також, потрібно здійснювати заміну маслонаповнених комутаційних апаратів на більш сучасні, елегазові чи вакуумні, які мають значно кращі характеристики, а саме, значно більший комутаційний ресурс. З кожним роком споживання електричної енергії збільшується і Бориспільський район не є винятком, тому на основі виданих технічних умов на підключення нових споживачів, ми повинні розглянути в дипломному проекті збільшення потужності підстанції до 50 МВА шляхом заміни силових трансформаторів.

2 ОСНОВНІ ЗАХОДИ ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Навантаження підстанції

На даний момент до 1 та 2 с.ш. 10 кВ підключено 23 відходящих лінії через, які потужність ПС передається безпосередньо до споживачів. Загальна максимальна потужність ПС до реконструкції складає 20 МВА. Даної потужності в зв'язку з масовим будівництвом готельних комплексів, СТО, заправних станцій, сучасних переробних заводів в часи пік не вистачає і трансформатори змушені працювати в режимі перенавантаження, що є недопустимим.

Таблиця 2.1 – Навантаження ПС з врахуванням збільшення споживання

Номер вводу	P, кВт	Cos φ	U, кВ
1	4200	0,9	10,5
2	4200	0,9	10,5
3	4200	0,9	10,5
4	4200	0,9	10,5

2.2. Вибір трансформаторів

Визначаємо сумарну максимальну активну потужність споживачів за формулою (2.1). Оскільки трансформатор має розщеплену обмотку НН, а зв'язок збірних шин 10 кВ є тільки між першою та другою, третьою і четвертою секцією шин, то живлення 1, 2 с. ш. можливе лише від НН1, а 3 та 4 с. ш. від НН2.

$$\begin{aligned}\sum P_{\max} &= P_{\max 1} + P_{\max 2} \\ \sum P_{\max} &= 4200 + 4200 = 8400 \text{ кВт.}\end{aligned}\tag{2.1}$$

Максимальні реактивні потужності споживачів визначаємо за формулою (2.2):

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi ,\tag{2.2}$$

де $\cos \varphi = 0,9 \rightarrow \varphi = 25,841^{\circ} \rightarrow \operatorname{tg} \varphi = 0,484$;

$$Q_{\max 1} = Q_{\max 2} = Q_{\max 3} = Q_{\max 4} = 4200 \cdot 0,0484 = 2033 \text{ кВар};$$

Сумарну максимальну реактивну потужність споживачів визначаємо за формулою (2.3):

$$\begin{aligned} \sum Q_{\max} &= Q_{\max 1} + Q_{\max 2} \\ \sum Q_{\max} &= 2033 + 2033 = 4066 \text{ кВар}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Максимальну повну потужність споживачів визначаємо за формулою (2.4):

$$S_{\max 10} = k_p \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{змін}}}{100} \right) \cdot \sqrt{(\sum P_{\max})^2 + (\sum Q_{\max})^2}, \quad (2.4)$$

де $P_{\text{пост}}$ - постійні втрати, приймаємо 1..2 %;

$P_{\text{змін}}$ - змінні втрати, приймаємо 5..8 % .

$$S_{\max 10} = 0,93 \cdot \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \cdot \sqrt{4000^2 + 4066^2} = 15880 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Вибір трансформаторів власних потреб:

$$S_{\text{ТВП}} \geq S_{\text{вп}}$$

де $S_{\text{вп}}$ потужність трансформатора власних потреб;

$$S_{\text{вп}} = S_T \cdot 0,006;$$

$$S_{\text{вп}} = 25000 \cdot 0,006 = 150 \text{ кВА}.$$

Згідно умови вибираємо два трансформатори типу GTBN-163-12/11.

Максимальну повну потужність на шинах високої напруги підстанції визначаємо за формулою (2.5):

$$S_{\max 110} = (S_{\max 10 \text{ НН1}} + S_{\max 10 \text{ НН2}} + S_{\text{ТВП}}) \cdot k_p, \quad (2.5),$$

де k_p - коефіцієнт різночасовності максимумів навантаження НН1 і НН2 обмоток головного понижуючого трансформатора;

$$k_p = 0,95 \dots 0,98 \text{ ж};$$

$$S_{\max 110} = (15880 + 15880 + 163) \cdot 0,95 = 30330 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Вибір головного понижуючого трансформатора

Вибираємо режим роботи: два трансформатора в роботі за формулою (2.6):

$$S_{HT} \geq \frac{S_{\max 110}}{k_{ав} (n-1)}, \quad (2.6)$$

де $k_{ав}$ - коефіцієнт допустимого перевантаження в аварійному режимі;

$$k_{ав}=1,4;$$

$$S_{HT} \geq \frac{30330}{1,4 \cdot (2-1)},$$

$$25000 \text{ кВ} \cdot \text{А} > 21670 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Дані вибраного трансформатора заносимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 - Параметри трансформаторів Т-1(Т-2)

Тип	S_H , кВ·А	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН1}$, кВ	$U_{НН2}$, кВ	$u_{КВ-Н}$, %	$u_{КВ-С}$, %	$u_{КС-Н}$, %	Кіль- кість
ТРДН- 25000/110	25000	115	10,5	10,5	22	12,5	9,5	2

В даному підрозділі було здійснено вибір силових трансформаторів, а саме трансформатор трихфазний з розщепленою обмоткою НН, дутевого типу з пристроєм регулювання напруги під навантаженням, потужністю 25 МВА на напругу 110 кВ. Дані трансформатори мають оперативні найменування Т-1 та Т-2.

2.3. Схема електричних з'єднань

Після проведення реконструкції схема підстанції отримає наступний вигляд. Схема заданої підстанції приведена на листі 1. Живлення ВРП-110 кВ підстанції здійснюється по двох лініях, а саме «ПЛ-110 кВ Бровари-Бориспіль №1» й «ПЛ-110 кВ Бровари-Бориспіль №2». Від ВРП-110кВ першої та другої секцій шин одержує живлення два двох обмоткових трансформатори ТРДН-25000/110 Уо / Δ- Δ-11-11, 2014 р. випуску, з оперативними найменуваннями Т1 та Т2.

Схема ВРП-110кВ підстанції виконана з двома вводами, згідно типової схеми - «схема приєднання підстанції з перемичкою з роз'єднувачів МЛП і секціонуванням секцій шин 110 кВ». В схемі встановлено три вимикачі, один на секційній перемичці і по одному на приєднанні Т-1 та Т-2. Ремонтна перемичка служить для приєднання обох трансформаторів до одної лінії при ремонті іншої.

Схема ЗРП-10кВ виконана з подвійною системою збірних шин, секціоновано, I с.ш. з II с.ш. та III с.ш. з IV с.ш.

Закритий розподільний пристрій (ЗРП) 10кВ, виконано на комірках КРП 10кВ – КУ10С(М), одержує живлення від трансформаторів Т1 і Т2 через вимикачі комірок 7(1с.ш.), 15(2с.ш.), 27(3с.ш.) та 36 (4с.ш.). ЗРП розподіляє живлення між 31 коміркою, від яких живляться: власні потреби, трансформатори напруги, споживачі та пристрої компенсації ємнісних струмів в розподільчій мережі 10 кВ.

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Порушення нормальної роботи електричної установки може бути викликане коротким замиканням фаз між собою, а в системах із заземленою нейтраллю також замиканням фаз на землю. При короткому замиканні струми у фазах установки збільшуються в порівнянні зі значеннями в нормальному режимі, а напруга знижується. У трифазній мережі можливі одно-, дво- та трифазні КЗ.

Розрахуємо струми КЗ для трифазного короткого замикання при роздільній роботі трансформаторів. Паралельна робота трансформаторів не розглядається. Оскільки, на ПС ПАТ «Київобленерго» не допускається паралельна робота трансформаторів.

$$U_{н.ср} = 115 \text{ кВ}.$$

Довжина живлячої лінії ПЛ-110 кВ, $l=2,8$ км.

Таблиця 2.3 – Вихідні дані

№ п/п	Вузол живлення	Максимальний режим		Мінімальний режим	
		$I_{КЗ}^{\max}$, кА	$Z_{\text{сист}}^{\max}$, Ом	$I_{КЗ}^{\max}$, кА	$Z_{\text{сист}}^{\max}$, Ом
1	Шини 110 кВ ПС В.Олександрівка	9,579	6,931	3,31	20,059

На рисунках 2.1 та 2.2 наведені загальна і схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання.

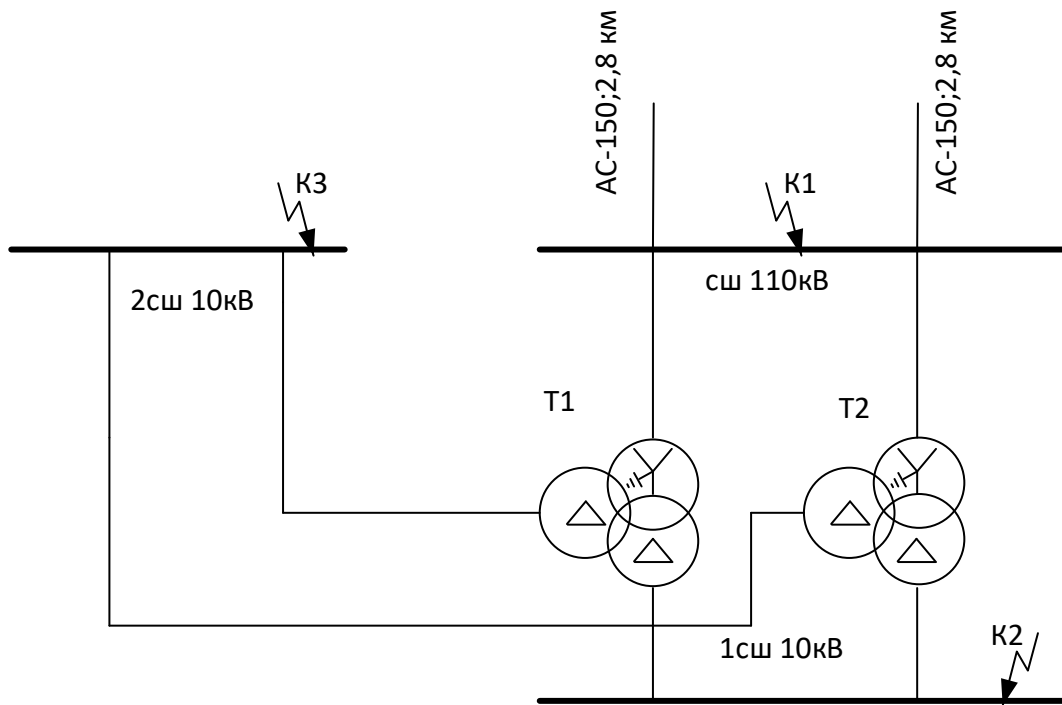


Рисунок 2.1 - Загальна схема підстанції

Як базисні напруги приймемо для сторони ВН (110 кВ) – 115 кВ, для сторін НН₁ та НН₂ (10 кВ) – 11 кВ. Розрахунок проводимо в іменованих одиницях.

Параметри схеми заміщення при роздільній схемі роботи трансформаторів.

Визначаємо опір системи за формулою (2.7):

$$x_c = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{\text{макс}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 9,579} = 6,931 \text{ Ом} \quad (2.7).$$

Опір ділянки лінії ПЛ – 110 кВ визначаємо за формулою (2.8).

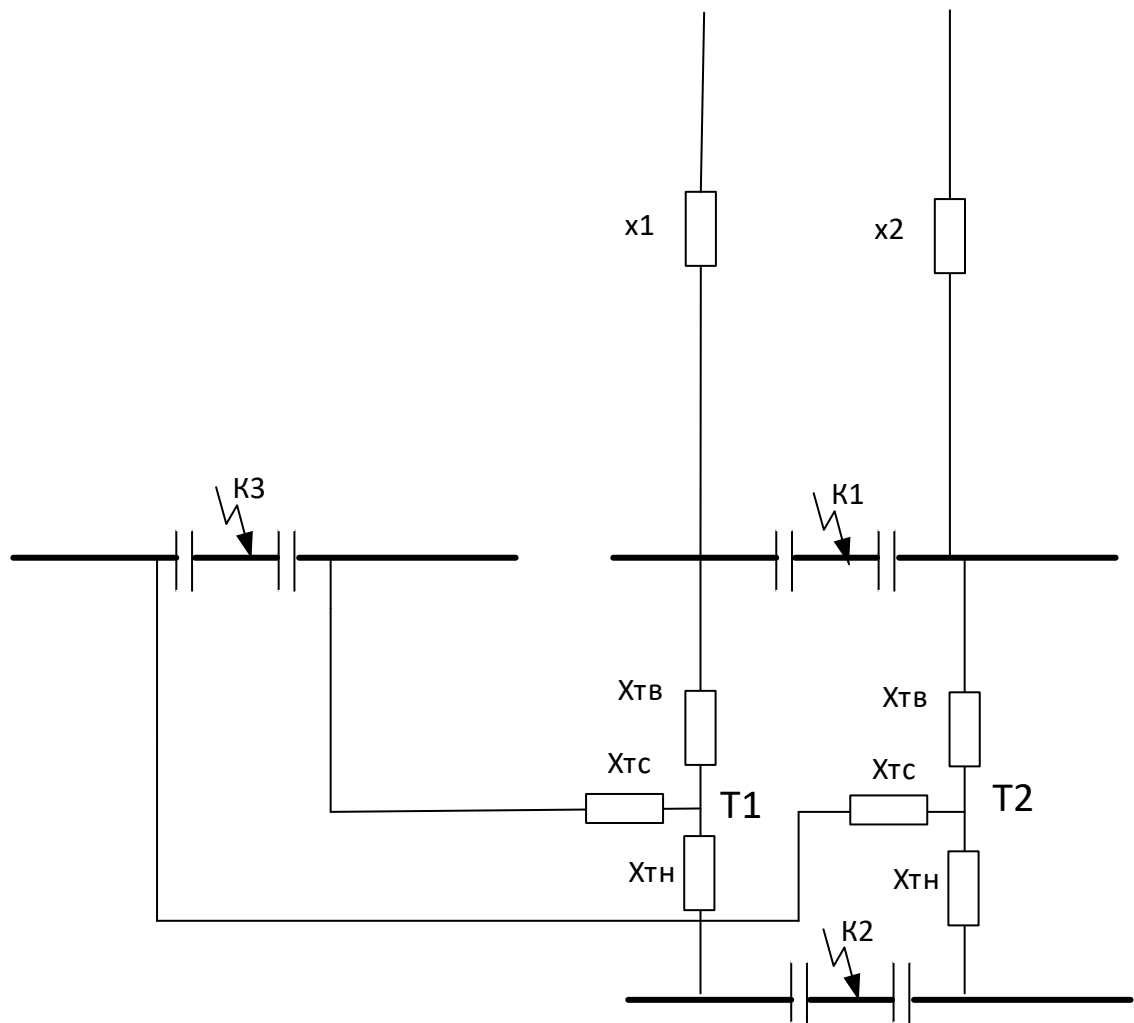


Рисунок 2.2 – Схема заміщення підстанції

$$x_{\text{Л}} = x_0 \cdot l = 0,301 \cdot 2,8 = 0,843 \text{ Ом} \quad (2.8).$$

Опір трансформатора визначаємо за формулою (2.9):

$$x_{N-n} = \frac{U_{k(N-n)} \cdot U_{\text{вн}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \quad (2.9);$$

$$x_{\text{ВН-НН}_1} = \frac{20 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 105,8 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ВН-НН}_2} = \frac{20 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 105,8 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{НН}_1\text{-НН}_2} = \frac{30 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 158,7 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір у точці K_1 визначаємо за формулою (2.10):

$$x_{K_1} = x_{\text{л}} + x_{\text{с}} = 0,843 + 6,931 = 7,774 \text{ Ом} \quad (2.10).$$

Сумарний опір у точці K_2 та K_3 визначаємо за формулою (2.11):

$$x_{K_2} = x_{K_3} = x_{\text{л}} + x_{\text{с}} + \frac{x_{\text{ВН-НН}_1} \cdot x_{\text{НН}_1-\text{НН}_2}}{x_{\text{ВН-НН}_1} + x_{\text{НН}_1-\text{НН}_2}} = 0,843 + 6,931 + \frac{105,8 \cdot 158,7}{105,8 + 158,7} = 71,25 \text{ Ом} \quad (2.11).$$

Струм короткого замикання в точці K_1 (приведений до сторони ВН) визначаємо за формулою (2.12):

$$I_{K_{31}} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot x_{K_2}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 71,25} = 0,932 \text{ кА} \quad (2.12).$$

Струм короткого замикання в точці K_2 та K_3 (приведений до сторони НН) визначаємо за формулою (2.13):

$$I_{K_{32}} = I_{K_{33}} = \frac{U_{\text{б_ВН}}}{U_{\text{б_НН}}} \cdot I_{K_{31}} = \frac{115}{11} \cdot 0,932 = 9,743 \text{ кА} \quad (2.13).$$

При обчисленні початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ виходили із симетричності схеми й рівності нулю міжфазних і фазних напруг у місці КЗ. При живленні КЗ від енергосистеми в результаті незмінності напруги на шинах системи, амплітуда періодичної складової струму КЗ у часі незмінюється і її діюче значення всього процесу КЗ лишається незмінним.

Потужність КЗ визначаємо за формулою (2.14):

$$S_{\text{К}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ф}} \quad (2.14).$$

При $t=0,2$ с після КЗ.

Для точки К₁ : $S_K = \sqrt{3} \cdot 0,932 \cdot 115 = 185,64 \text{ МВА}.$

Для точки К₁ : $S_K = \sqrt{3} \cdot 9,743 \cdot 11 = 185,63 \text{ МВА}.$

Ударний струм КЗ визначаємо за формулою (2.15):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз} \quad (2.14),$$

де $k_{уд}$ - ударний коефіцієнт для ЗРП, $k_{уд} = 1,85$.

Для точки К₁ : $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,932 = 2,44 \text{ кА}.$

Для точки К₂ : $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 9,743 = 25,5 \text{ кА}.$

Найбільше діюче значення повного ударного струму 3-х фазного КЗ для перевірки електроустаткування, шин та ізоляторів визначаємо за формулою (2.16):

$$I_{уд} = I_{кз} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} \quad (2.16).$$

Для точки К₁ : $I_{уд} = 0,932 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,85 - 1)^2} = 1,457 \text{ кА}.$

Для точки К₂: $I_{уд} = 9,743 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,85 - 1)^2} = 15,23 \text{ кА}.$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4. – Результати розрахунків струмів КЗ.

Таблиця 2.4. – Результати розрахунків струмів КЗ.

Номер точки КЗ	$I_{кз}, \text{ кА}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$
К ₁	0,932	1,457	2,44
К ₂	9,743	15,23	25,5
КЗ	9,743	15,23	25,5

Електричні апарати , ізолятори та струмоведучі пристрої експлуатуються в трьох основних режимах:

- тривалий;
- режим перенавантажень;
- режим короткого замикання.

У тривалому режимі надійна робота апаратів , ізоляторів і частин , що проводять струм, забезпечується правильним вибором їх по номінальному струмі, напрузі. У режимі перенавантаження робота апаратів та інших пристроїв електричних установок забезпечується обмеженням величин, а саме, тривалості підвищення напруги та струму в таких режимах, при яких гарантується нормальна робота за рахунок запасу міцності. У режимі КЗ нормальна робота гарантується відповідністю обраних параметрів за умови термічної та динамічної стійкості.

Для вимикачів навантаження , вимикачів і запобіжників додаються умови вибору їхньої відключаючої здатності.

Зробимо вибір та перевірку електроустаткування підстанції за умови її модернізації та збільшення потужності.

2.5. Заміна обладнання

Оскільки, проектом передбачено збільшення кількості комірок КРУ-10, то потрібно зробити вибір їх обладнання.

Роз'єднувач на стороні 10 кВ.

Попередньо вибираємо роз'єднувач типу РШ-10/600М УХЛ-2. Паспортні дані роз'єднувача вносимо в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Паспортні дані роз'єднувача РШ-10/2000М УХЛ-2

Параметр	Величина
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальна найбільша напруга, кВ	12
Номінальний струм, кА	2,0
Найбільший струм електродинамічної стійкості, кА	80
Струм термічної стійкості за час 3 с, кА	31,5

Перевірка правильності вибору роз'єднувача.

Перевірка по напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{нр};$$
$$10 \text{ кВ} \leq 12 \text{ кВ}.$$

Умова виконується.

Перевірка по робочому струму:

$$I_{роб} \leq I_{ном};$$
$$I_{роб.макс.} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924,5 \text{ А};$$
$$1924,5 \leq 2000.$$

Умова виконується.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{уд} \leq I_{дин};$$
$$25,5 \leq 80.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_K \leq I_{терм.ст.}^2 \cdot t_m;$$
$$B_K = I_{кз}^2 \cdot (T_{терм} + T_a) = 9,743^2 \cdot (3 + 0,05) = 289,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$
$$I_{терм.ст.}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$
$$289,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умова виконується.

Отже, роз'єднувач вибрано правильно.

Лінійний роз'єднувач на стороні 110 кВ.

Попередньо вибираємо роз'єднувач типу РНДЗ-ІІ-110/600 УХЛ-1. Паспортні дані роз'єднувача вносимо в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 - Паспортні дані роз'єднувача РНДЗ-ІІ-110/600 УХЛ-1

Параметр	Величина
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальна найбільша напруга, кВ	126
Номінальний струм, кА	0,6
Найбільший струм електродинамічної стійкості, кА	63
Струм термічної стійкості за час 3 с, кА	25

Перевірка правильності вибору роз'єднувача.

Перевірка по напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{нр};$$

$$110 \text{ кВ} \leq 126 \text{ кВ}.$$

Умова виконується.

Перевірка по робочому струму:

$$I_{роб} \leq I_{ном};$$

$$I_{роб.макс.} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 183,7 \text{ А};$$

$$183,7 \leq 600.$$

Умова виконується.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{уд} \leq I_{дин};$$

$$2,44 \leq 63.$$

Умова виконується

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_K \leq I_{\text{терм.ст.}}^2 \cdot t_m;$$

$$B_K = I_{\text{кз}}^2 \cdot (T_{\text{терм}} + T_a) = 0,923^2 \cdot (3 + 0,05) = 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{терм.ст.}}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умова виконується.

Отже, роз'єднувач вибрано правильно.

Також, даний розрахунок справедливий для роз'єднувачів на приєднаннях:

- трансформатора;
- секційного вимикача;
- транзитної перемички.

Таблиця 2.7 - Паспортні дані роз'єднувача РНДЗ-І-110/600 УХЛ-1

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ	110
Номинальна найбільша напруга, кВ	126
Номинальний струм, кА	0,6
Найбільший струм електродинамічної стійкості, кА	63
Струм термічної стійкості за час 3 с, кА	25

Відмінністю даного роз'єднувача від попереднього є те, що він має один заземлюючий ніж.

Вимикач на стороні 10 кВ.

Даним проектом запланована заміна В-10 Т-2 , масляного вимикача серії ВК – 10 на сучасний вакуумний вимикач ВВ/TEL-10/2000. Також, буде встановлено два увідних вимикача на 3 та 4 с.ш. серії ВВ/TEL-20/1000 та по три лінійних вимикача на проектне навантаження ВВ/TEL-20/630.

Попередньо вибираємо вимикач типу ВВ/TEL-20/2000. Паспортні дані вносимо в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 - Паспортні дані вимикача типу ВВ/TEL-20/2000

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, кА	2,0
Найбільший струм електродинамічної стійкості, кА	63
Струм термічної стійкості за час 3 с, кА	25
Номинальний струм відключення, кА	25
Власний час відключення, мс , не більше	15
Власний час включення, мс , не більше	55
Повний час відключення, мс , не більше	25
Маса, кг	35

Таблиця 2.9 - Паспортні дані вимикача типу ВВ/TEL-20/630

Параметр	Величина
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, кА	0,63
Найбільший струм електродинамічної стійкості, кА	32
Струм термічної стійкості за час 3 с, кА	12,5
Номинальний струм відключення, кА	12,5
Власний час відключення, мс , не більше	15
Власний час включення, мс , не більше	55
Повний час відключення, мс , не більше	25
Маса, кг	35

Перевірка правильності вибору вимикача

Перевірка по напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{нр};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Умова виконується.

Перевірка по робочому струму:

$$I_{роб} \leq I_{ном};$$

$$I_{роб.макс.} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1924 \text{ А};$$

$$1924 \leq 2000.$$

Умова виконується.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{уд} \leq I_{дин};$$
$$25 \leq 63.$$

Умова виконується

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_K \leq I_{терм.ст.}^2 \cdot t_m;$$
$$B_K = I_{кз}^2 \cdot (T_{терм} + T_a) = 9,743^2 \cdot (3 + 0,05) = 289,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$
$$I_{терм.ст.}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$
$$289,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умова виконується.

Отже, вимикач вибрано правильно.

Вибираємо вимикач на стороні 110 кВ.

Попередньо вибираємо вимикач типу ЗАР1FG-145 кВ Паспортні дані вимикача вносимо в таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 - Паспортні дані вимикача типу ЗАР1FG-145 кВ.

Параметр	Величина
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальна найбільша напруга, кВ	126
Номінальний струм, кА	3,15
Номінальний струм відключення, кА	40
Найбільший струм електродинамічної стійкості, кА	108
Струм термічної стійкості за час 3 с, кА	31,5

Перевірка правильності вибору вимикача.

Перевірка по напрузі:

$$U_{уст} \leq U_{нр};$$

$$110 \text{ кВ} \leq 126 \text{ кВ}.$$

Умова виконується.

Перевірка по робочому струму:

$$I_{роб} \leq I_{ном};$$

$$I_{роб.макс.} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном} \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 115} = 351,43 \text{ А};$$

$$351,43 \leq 3150.$$

Умова виконується.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{уд} \leq I_{дин};$$

$$2,44 \leq 108.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{терм.ст.}^2 \cdot t_m;$$

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (T_{терм} + T_a) = 0,923^2 \cdot (3 + 0,05) = 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{терм.ст.}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова виконується.

Отже, вимикач вибрано правильно.

Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів струму.

Умови вибору: $U_n \geq U_p$; $I_{н} \geq I_{р max}$.

Умови перевірки: $i_d \geq i_y$; $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$.

Результати вибору трансформаторів струму зводимо в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Трансформатори струму

РП	Приєднання	Тип трансформатора	Співвідношення параметрів			
			$\frac{U_H}{U_p}$	$\frac{I_H}{I_{p\max}}$	$\frac{i_d}{i_y}$	$\frac{I_T^2 \cdot t_T}{B_k}$
110 кВ	Секційна перемичка	ТФЗМ 110Б-300-600/5	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{367,4}$	$\frac{80}{2,1}$	$\frac{31,5^2 \cdot 4}{2,26}$
	Увід трансформатора	ТФЗМ 110Б-200-400/5	$\frac{110}{110}$	$\frac{600}{183,7}$	$\frac{80}{2,1}$	$\frac{31,5^2 \cdot 4}{1,56}$
10 кВ	Увід РП	ТЛМ-10/1000	$\frac{10}{10}$	$\frac{1000}{962,3}$	$\frac{128}{25}$	$\frac{7^2 \cdot 3}{79,68}$
	Збірні шини	ТЛМ-10/1000	$\frac{10}{10}$	$\frac{1000}{962,3}$	$\frac{128}{25}$	$\frac{7^2 \cdot 3}{79,68}$
	СВ-10 кВ	ТЛМ-10/1000	$\frac{10}{10}$	$\frac{1000}{962,3}$	$\frac{128}{25}$	$\frac{7^2 \cdot 3}{79,68}$

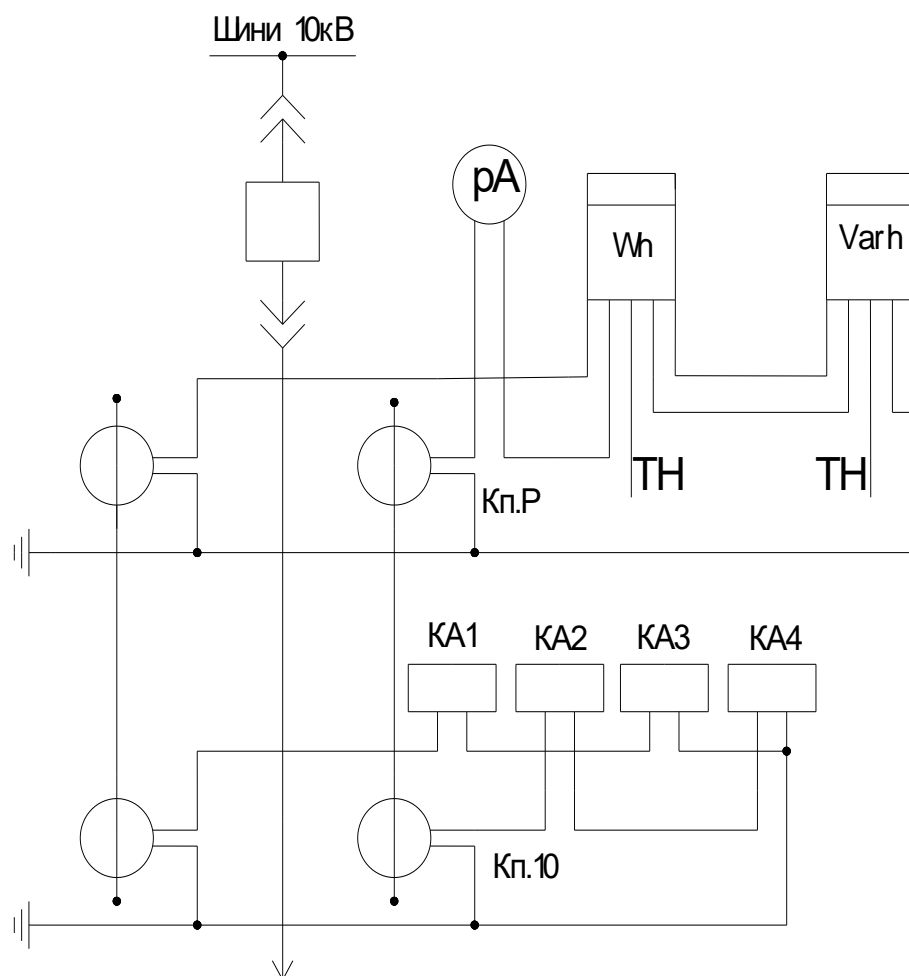


Рисунок 2.3 - Схема розрахункова

Умови перевірки:

$$Z_{2 \text{ расч}} \leq Z_{2 \text{ ном}};$$

$$Z_A = \frac{S_A}{I_2^2};$$

$$Z_a = \frac{0,5_2}{5} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{сч а}} = \frac{S}{I_2^2};$$

$$Z_{\text{сч.а}} = \frac{2,5}{5} = 0,1;$$

$$Z_{\text{сч р}} = \frac{S}{I_2^2};$$

$$Z_{\text{сч.р}} = \frac{2,5_2}{5} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l}{\gamma S};$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{5}{53 \cdot 4} = 0,024 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{конт.}} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$Z_{2 \text{ расч.}} = 0,02 + 0,1 + 0,1 + 0,024 + 0,1 = 0,344 \text{ Ом};$$

$$0,344 \leq 0,4; \quad R_n = 0,5.$$

Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів напруги

Умови вибору: $U_n \geq U_p$

Результати вибору трансформаторів напруги зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 2.12 – Трансформатори напруги

РП	Тип	$U_{1н}, \text{кВ}$	$U_{рн}, \text{кВ}$	$U_{2н}, \text{В}$	$S_n, \text{В} \cdot \text{А}$
110 кВ	НКФ-110-57 У1	110	$\frac{110}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	400
10 кВ	НТМИ-10-66 У3	10	10	100/3	340

Параметри приладів, що підключені до вторинної обмотки трансформаторів напруги зводимо в таблицю 2.13.

Таблиця 2.13 – Параметри приладів

Найменування	Тип	Число котушок напруги у приладі	Число приладів	Потужність спожита одною котушкою	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Сумарна спожита потужність	
							$\Sigma P_{\text{прил}}$ Вт	$\Sigma P_{\text{прил}}$ Вт
Вольтметр	Э378	1	1	2	1	0	2	0
Лічильник активної енергії	САЗУ	2	8	8	0,38	0,93	48,64	119,04
Лічильник реактивної енергії	СР4У	3	8	8	0,38	0,93	72,96	178,56
Реле напруги	РН-54	1	2	1	1	0	2	0
Всього	-	-	-	-	-	-	125,6	297,6

Складаємо розрахункову схему для перевірки трансформатора напруги на відповідність класу точності.

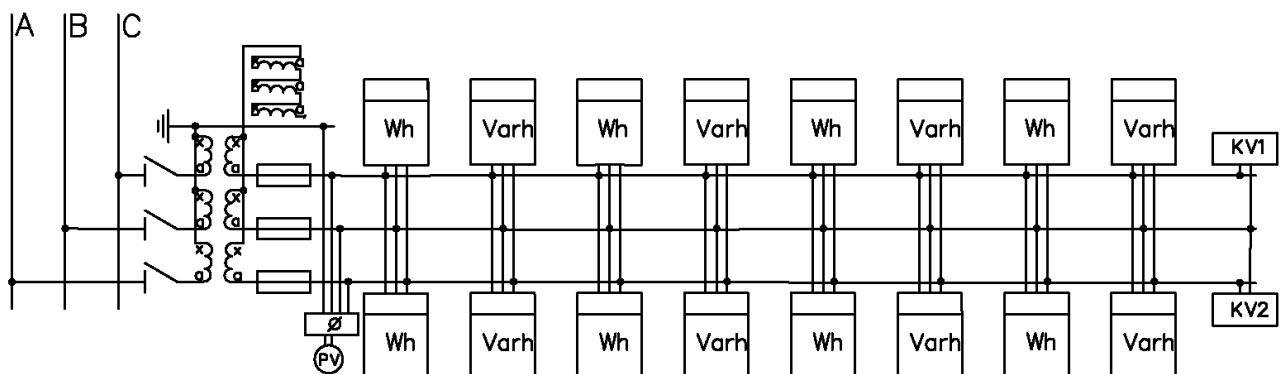


Рисунок 2.4 - Схема розрахункова

Перевіряємо трансформатор напруги РП-10 кВ за класом точності 0,5 за умовою:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{розр}};$$

$$S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2},$$

де $\sum P$ - сума активних потужностей усіх приладів і реле;

$\sum Q$ - сума реактивних потужностей усіх приладів і реле.

$$S_{2\text{розр}} = \sqrt{125,6^2 + 297,6^2} = 323 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Умова перевірки трансформатора напруги на відповідність класу точності виконується, приймаємо по одному трансформатори типу НТМИ-10-66 УЗ на кожну секцію шин.

$$323 \text{ В} \cdot \text{А} < 340 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вибір ОПН.

Умови вибору: $U_n \geq U_p$

Результати вибору розрядників зводимо в таблицю 3.10.

Таблиця 2.14 – Вибір ОПН

РП	Приєднання	Тип	U_p , кВ	U_n , кВ	Пробивна напруга кВ
110 кВ	Приєднання трансформатора напруги	ОПН-110 У1	110	110	145
	Нульова точка силового трансформатора	РЕХЛІМ-35	35	35	45
10 кВ	Увід РП	POLIM D12	10	10	22
	Приєднання	PBO-10	10	10	26-30,5

	трансформатора напруги				
--	---------------------------	--	--	--	--

Конструктивне виконання підстанції,

Підстанція 110/10 кВ «В.Олександрівка» виконується прохідною двотрансформаторною, з трьома вимикачами та неавтоматичною транзитною перемичкою, що дозволяє при виводі обладнання секції 110 кВ замикати транзит.

Підстанція має загальну площу 1700 м². На її території знаходяться два трансформатори ТРДН-25000/110, відкритий розподільчий пристрій 110 кВ та закритий розподільчий пристрій 10 кВ.

Блискавкозахист підстанції.

Розрахунок блискавкозахисту на підстанції напругою 110/10/10 кВ урахує необхідність одержання певної зони захисту, що являє собою простір який захищається від прямих ударів блискавки. У даному випадку це територія електроустаткування підстанції.

Захист обладнання здійснюється установкою блискавковідводів, які розміщуються на порталах та окремо стоячих опорах.

Розрахунок блискавкозахисту проведено згідно до інструкції по пристрою блискавкозахисту будинків і споруджень РД34.21.122-87, що використовуємо при проектуванні підстанції.

Основні правила та вимоги до елементів системи блискавкозахисту.

- опір заземлюючого пристрою в будь яку пору року не повинен перевищувати 0,5 Ом;
- електрообладнання, яке встановлюється, приєднати до контуру заземлення підстанції сталеву смугою 4×40 мм не менше ніж у двох точках;
- горизонтальні елементи заземлювача прокладати на глибині 0,7 м;
- всі з'єднання елементів заземлюючого пристрою виконувати зварюванням внапуск.

Блискавкозахист підстанції виконується існуючим блискавковідводом встановленим на анкерній опорі У110-2ТР та існуючим окремостоячим стрижневим блискавковідводом, що переноситься на нове місце.

Блискавкозахист підстанції виконано відповідно ДСТУ Б В2.5 – 38:2008

Розрахунок зони захисту для висоти $h_x=7$ м.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 35,6 = 30,26 \text{ м,}$$

де h – висота блискавкоприймача над рівнем землі , $h=35,6$ м.

Радіус дії зони блискавкозахисту:

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 35,6 = 42,72 \text{ м.}$$

Радіус горизонтального перерізу зони захисту:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{42,72 \cdot (30,26 - 7)}{30,26} = 32,84 \text{ м.}$$

Окремо стоячий стрижневий блискавковідвід.

Розрахунок зони захисту для висоти $h_x=7$ м.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 27,1 = 23,06 \text{ м,}$$

де h – висота блискавкоприймача над рівнем землі , $h=27,1$ м.

Радіус дії зони блискавкозахисту:

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 27,1 = 32,52 \text{ м.}$$

Радіус горизонтального перерізу зони захисту:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{32,52 \cdot (23,06 - 7)}{23,06} = 22,64 \text{ м.}$$

Розрахунок зони захисту для висоти $h_x=5,4$ м. Анкерна опора У110-2ТР.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 35,6 = 30,26 \text{ м.}$$

де h – висота блискавкоприймача над рівнем землі , $h=35,6$ м.

Радіус дії зони блискавкозахисту:

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 35,6 = 42,72 \text{ м.}$$

Радіус горизонтального перерізу зони захисту:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{42,72 \cdot (30,26 - 5,4)}{30,26} = 35,1 \text{ м.}$$

Окремо стоячий стрижневий блискавковідвід.

Розрахунок зони захисту для висоти $h_x=7$ м.

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 27,1 = 23,06 \text{ м.}$$

де h – висота блискавкоприймача над рівнем землі, $h=27,1$ м.

Радіус дії зони блискавкозахисту:

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 27,1 = 32,52 \text{ м.}$$

Радіус горизонтального перерізу зони захисту:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{32,52 \cdot (23,06 - 5,4)}{23,06} = 24,9 \text{ м.}$$

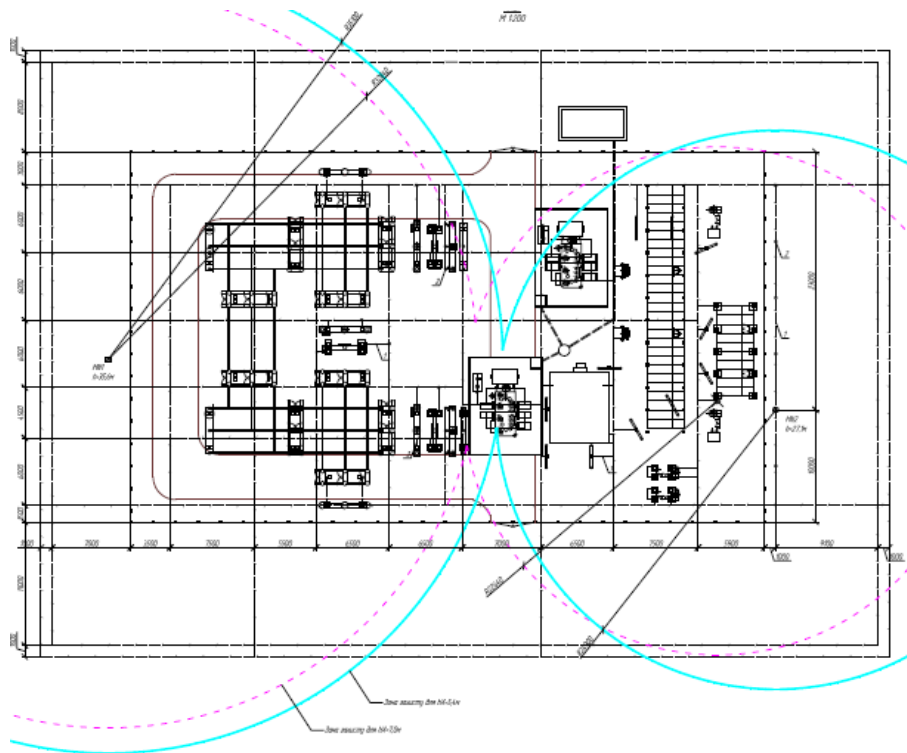


Рисунок 2.5 – Схема зони дії блискавкозахисту.

Висновки до розділу

В даному розділі обрано схеми головних з'єднань на стороні 10 та 110 кВ підстанції. Обрано потужність силових трансформаторів.

Розраховано струми короткого замикання на шинах 10 та 110 кВ. Після чого обрано електричне обладнання для заміни існуючого на підстанції «В. Олександрівка». Розраховано блискавкозахист підстанції.

3 РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ 110 КВ

3.1 Розрахунок мережі 110 кВ вузла ПС Бровари – Канівська ГЕС

Для проведеного розрахунку вхідні параметри були прийняті згідно даних приведених на сайті www.koe.vsei.ua ПАТ «Київобленерго».

Математична модель ПС 330 кВ, при розрахунках вузла «Бровари - Канівська ГЕС», була прийнята як елемент з нескінченим запасом потужності. З рівнями напруги на шинах 110 кВ ПС «Бровари» та ПС «Канівська ГЕС» 120 і 120 кВ відповідно.

Розрахунок був виконаний на ПЗ «СХЕМЕР», яке було розроблено відділом моделювання електроенергетичних об'єктів Інституту електродинаміки НАН України.

При розрахунку мережі, було розглянуто 16 режимів серед яких є нормальний режим, транзитний режим, ремонтні та післяаварійні режими:

В нормальному режимі роботи допустимі струми в мережі не перевищують тривало-допустимих, але на ПС «Баришівка» на трансформаторі (центром живлення якого є ПС «Канівська ГЕС») напруга впала до величини 97 кВ, це обумовлено віддаленістю споживача від центру живлення на відстань близько 120 км.

В режимі замкненого транзиту навантаження ПС «Баришівка» та частина навантаження ПС «Березань» живиться з ПС 330 кВ «Бровари» це зумовлено близькістю цього центру живлення. При цьому режимі роботи струм у ЛЕП 110 кВ «Бровари - Асканія» та ЛЕП 110 кВ «Бровари - Бориспіль» не перевищують тривало-допустимих.

При відключенні «ПЛ «Бровари — Бориспіль» при замкненому транзиті струм у ПЛ «Бровари - Асканія» перевищує тривало-допустимий. Такий ремонтний режим не може використовуватись без додаткових заходів обмеження навантаження.

При відключенні ПЛ «Асканія — В.Олександрівка» при замкненому транзиті струм у ПЛ «Бровари - Бориспіль» становитиме 667 А. Цей струм перевищує тривало-допустимий у 1,2 рази. Такий ремонтний режим не може

використовуватись без додаткових заходів обмеження навантаження.

Режим відключення ПЛ «Бориспіль - Баришівка». Струми у лініях перевищують допустиме значення.

Режим відключення ПЛ «Баришівка - Березань». Струми в мережі не перевищують тривало-допустимих.

При замкненому транзиті характерно завантаженням ПЛ «Бровари - Бориспіль» від 92 до 97 відсотків.

В деяких режимах наявне перевищення тривало-допустимих струмів у ПЛ «Бровари - Бориспіль» та ПЛ «Бровари - Асканія». Таке перевищення струмів буде характерним, як з навантаженням ПАТ «Переяславський ЕКХП» так і без нього.

Таблиця 4.1 - Навантаження на підстанціях мережі 110 кВ вузла «Бровари – Канівська ГЕС»

	P1 кВт	Q1 кВар	P2 кВт	Q2 кВар
Асканія	19110,10	40,90	19535,20	54,15
В.Олександрі-	28459,48	126,21	25548,18	85,74
Бвриспіль	26632,15	847,61	25061,77	578,49
Баришівка	18400,00	40,00	18400,00	40,00
Березань	11954,18	93,52	14420,90	4,56
Яготин	9011,27	89,59	8602,55	55,43
Н.Жовтнева	1563,54	5,20	1205,01	8,44
Заводська	7397,94	52,17	3812,60	24,50
Трубайлівка	11241,15	89,71	9950,42	8974
Мирна	18194,22	52,32	16121,90	59,33
Циблі	1206,10	8,90	-	-
П.Яненьки	786,66	5,19	1432,02	9,17
Стріла	1508002	25,40	13301,69	57,68

Висновки до розділу

В даному розділі розглянуто різні режими роботи транзиту 110 кВ «Бровари-КанівГЕС».

4 СТАРТАП-ПРОЕКТ

4.1 Вступ

Аналіз технічного стану електричного обладнання ПрАТ «Київобленерго» є однією із частин розробки «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Київської області на період 2018- 2027рр. ПрАТ «Київобленерго» згідно технічного завдання, затвердженого ПрАТ «Київобленерго», який є невід'ємною частиною договору № 13/3144-17/148/11-2017 від 06.11.2017.

Підставою для здійснення роботи є приведення «Схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ Київської області на період 2018- 2026рр. ПрАТ «Київобленерго» у відповідність затвердженим «Планом розвитку розподільних електричних мереж на 2018 – 2027 роки ПрАТ«Київобленерго» (I, II томи).

Мета роботи – розроблення технічно і економічно обґрунтованої схеми для надійного забезпечення електричною енергією та потужністю споживачів Київської області із перспективою до 2027 року з ув'язкою із перспективою подальшого розвитку Центральної ЕС ДП «НЕК «Укренерго».

Основні завдання цієї роботи наступні:

- надійну і якісне електропостачання споживачів Київської області;
- узгоджений розвиток розподільних і магістральних електричних мереж Київського енерговузла;
- скоординоване планування реконструкції, технічного переоснащення і нового будівництва. Введення в експлуатацію та виведення із експлуатації енергооб'єктів.

Згідно технічного завдання на розроблення першого етапу проаналізуємо існуючий стан електромереж 35-110 кВ та вище Київської області, в тому числі виконано аналіз:

- динаміки електричних навантажень і електроспоживання за період 2015-2018 рр.;
- центрів живлення та електростанцій, що видають потужність у розподільну електромережу 35-110 кВ.

- технічний стан об'єктів розподільної електромережі: високовольтного обладнання, приладів РЗ та ПА, зв'язку, обліку та ін.;
- надійність електропостачання споживачів із врахуванням схем РУ діючих електростанцій та підстанцій;
- режимів роботи електромережі 110 кВ та вище для визначення «вузьких місць».
- рівень технологічних витрат електроенергії.

4.2 Динаміка і структура електроспоживання за звітний період, електричні навантаження регіону

Максимальні і мінімальні електричні навантаження, що були зафіксовані протягом 2011 – 2016 років в ПрАТ «Київобленерго» приведені в табл. 4.1 та на рис 4.1.

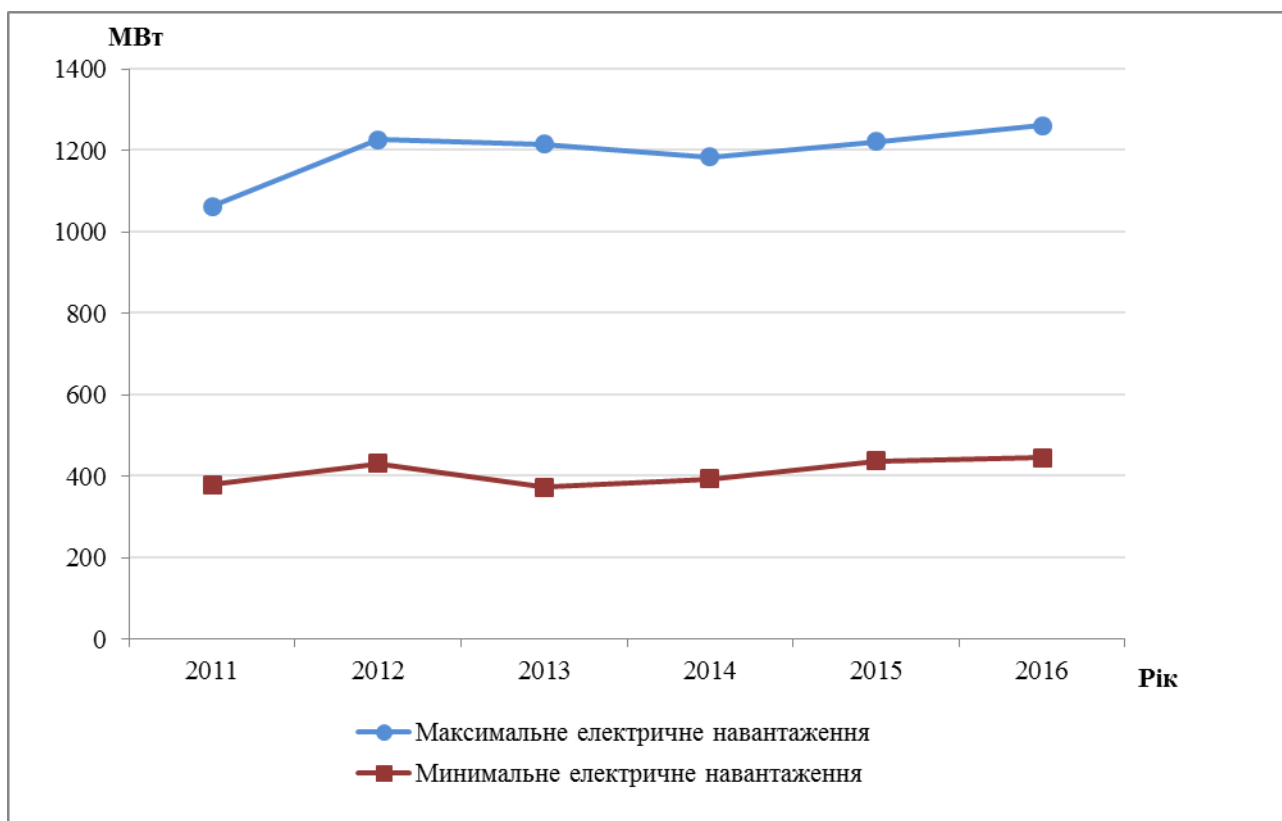


Рисунок 4.1 - Максимальні і мінімальні навантаження, що були зафіксовані протягом 2011 – 2016 років в ПрАТ «Київобленерго»

Таблиця 4.1 – Навантаження ПрАТ «Київобленерго» в дні режимних замірів

Роки	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Максимальне навантаження, МВт	1063	1227	1216	1184	1069	1180
Мінімальне навантаження, МВт	379	432	373	393	438	445

Середньорічний приріст навантажень в 2011 – 2016 роки склав 3,2%.

Споживання електроенергії за структурою споживачів в ПрАТ «Київобленерго» в динаміці за 2012 – 2016 роки приведего в табл. 4.2 та на рис. 4.2.

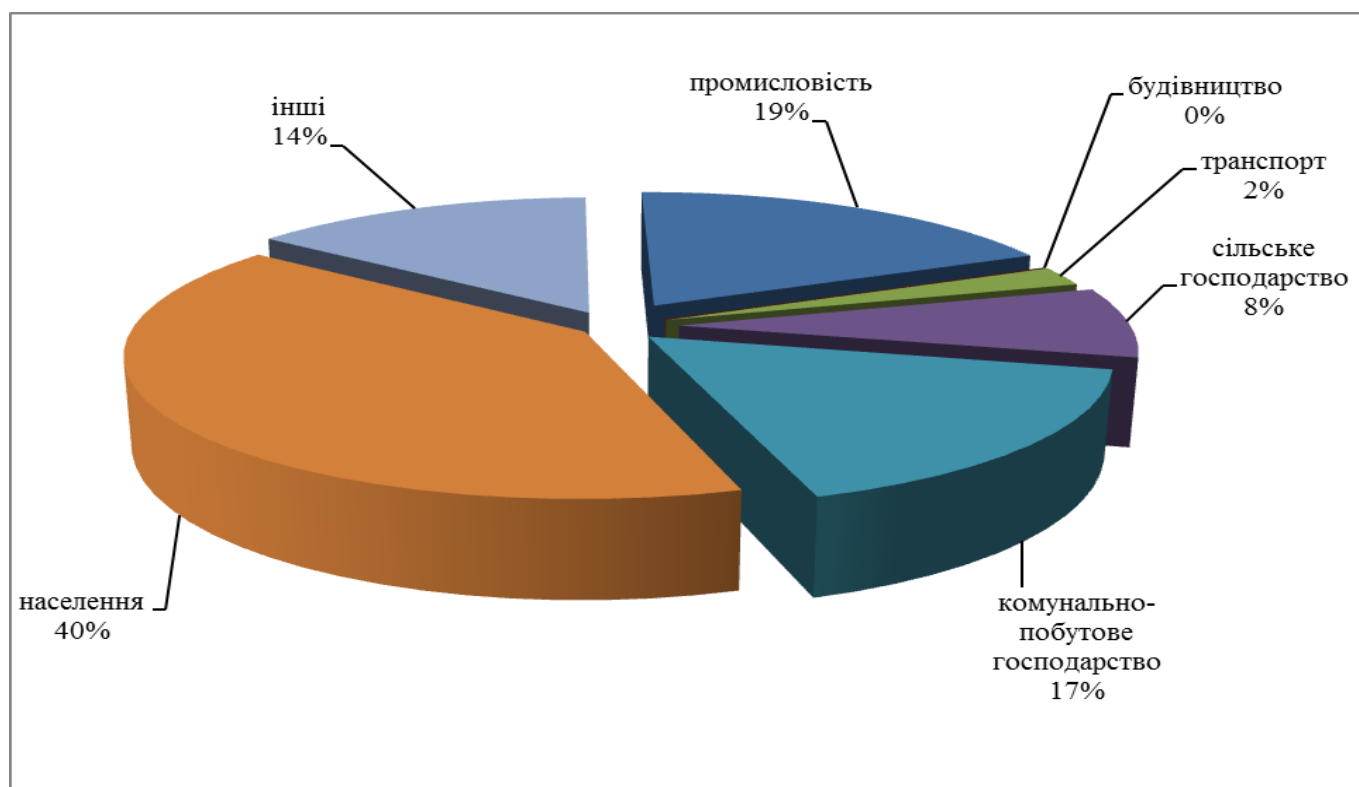


Рисунок 4.2 – Структура споживання електричної енергії по роках ПрАТ «Київобленерго»

В 2016 році надходження електричної енергії до мереж ПрАТ «Київобленерго» склало 5 254 806 тис. кВт·год, що на 234 751 тис. кВт·год або на 4,3% більше ніж за 2017 р. Корисний відпуск електричної енергії в 2016 році склав 1 092 485 тис.кВт·год.

Таблиця 1.2 – Споживання електроенергії по роках ПрАТ «Київобленерго»

Споживачі	Відпущено електроенергії за роки, млн. кВт.год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Електроспоживання (брутто)	6 528,7	6 471,7	6 282,4	6 132,4	6 503,4	6645
Електроспоживання (нетто)	5254,3	5208,8	5144,9	5020	5254,8	5332,8
в тому числі:						
промисловість	1272,5	1193,7	1036	930,7	979,3	1052,8
транспорт	150,8	141,5	122,8	110,3	116,1	117,7
сільське господарство	396	413,8	396,9	404,1	421,1	415,2
комунально-побутове господарство	811,8	813,5	820,8	816,1	871,6	910
населення	1920,3	1941,9	2057,6	2052,2	2112	2055,9
інші	703	704,5	710,8	706,7	754,8	781,2

Аналіз структури споживання електроенергії Київської області в останні роки говорить про тенденцію зменшення обсягів виробництва промислових підприємств і комунально-побутових господарств, при цьому зростає споживання електроенергії за рахунок групи населення і сільського господарства. Населення є найбільшою часткою споживання електричної енергії в структурі споживання Київської області. В останні 5 років питома вага населення становила від 36,6% до 40,3% від загального виробництва електричної енергії. Збільшення споживання по групі населення можна пояснити розвитком соціальної інфраструктури та збільшенням кількості побутових споживачів, що використовують електроопалювальні установки.

Характеристика центрів живлення та електростанцій, що видають потужність у розподільчу мережу 35-110 кВ ПрАТ «Київобленерго» наведена нижче.

Покриття навантажень споживачів Київської області, в основному, здійснюється від підстанцій ЦЕС: ПС 330/110/35 кВ «Броварська», ПС 330/110/10 кВ «Північна», ПС 330/110/10 кВ «Новокиївська» та ПС 330/110/10 кВ «Білоцерківська». Схемно на електропостачання області впливають наступні станції: Трипільська ТЕС, Дарницька ТЕЦ, Білоцерківська ТЕЦ, ТЕЦ-5, ТЕЦ-6, Канівська ГЕС, Київська ГЕС та Київська ГАЕС.

Для вище наведених електростанцій в Київській області дані, щодо генерації наведені в табл. 4.4.

Також електропостачання споживачів виконується по лініях 110 кВ від ЦЖ, що розташовані на території Вінницької, Житомирської, Чернігівської та Черкаської областей.

Від ПС 330 кВ і електростанцій виконується покриття близько 98% загального обсягу навантаження області, а від ЦЖ, що розміщені на території інших областей – лише 2%.

Характеристика центрів живлення мережі 110 кВ приведена в таблиці 1.3.

ПС330 кВ «Броварська», ПС 330 кВ «Новокиївська», ПС 330 кВ «Північна» та ПС 330 кВ «Білоцерківська» приєднанні до магістральної мережі ОЕС України наступними ПЛ 330 кВ: ЧАЕС – Північна, ЧАЕС – Славутич – Чернігівська – Ніжинська – Броварська, Ніжинська – Конотоп – Суми – Залютине – Зм.ТЕС, Трипільська ТЕС – Новокиївська №1, 2 – ТЕЦ-5 – Броварська – ТЕЦ-6 – Північна – Київська 750 – Новокиївська, Трипільська ТЕС – Канівська ГЕС – Поляна – Черкаська – Крем.ГЕС та Трипільська ТЕС – Білоцерківська – Козятин – Вінницька 750, Трипільська ТЕС – Житомирська – Лісова – Чорнобильська АЕС,

Характеристика кожної підстанції наведено нижче.

ПС 330/110/35 кВ Броварська.

ПС 330 кВ «Броварська» введена в експлуатацію 1977 р.

ПС оснащена двома автотрансформатори типу АТДЦТН-200000/330/110/35, 1977 та 1982 рр. виготовлення.

Територіально ПС знаходиться за координатами 50°32'18"N 30°53'56"E.

ВРУ 330 кВ виконана за схемою – «Трансформатори - шини з приєднанням ліній через два вимикачі».

До ВРУ 330 кВ підходить три ПЛ 330 кВ. А саме:

- Броварська – Ніжинська;
- Київська ТЕЦ №5 – Броварська;
- Київська ТЕЦ №6 – Броварська.

ВРУ 110 кВ виконана за схемою «Дві робочі і обхідна система шин».

Від шин 110 кВ відходить 12 ліній електропередачі, що є граничною кількістю для існуючої схеми.

Мережею 110 кВ ПС має зв'язок із наступними об'єктами:

- ПС 330 кВ «Ніжинська» однією ПЛ;
- Канівською ГЕС по протяжних транзитах;
- ТЕЦ-6 по ПЛ 110 кВ Бровари – ДТЕЦ – ТЕЦ-6
- ТЕЦ-5 по ПЛ 110 кВ Бровари – ДТЕЦ – ТЕЦ-5.

Обладнання ПС знаходиться в фізично зношеному стані та потребує поступової заміни.

В зв'язку з фізичним зносом та моральним старінням в першу чергу вимагають заміни на елегазові наступні вимикачі:

- вимикачі 330 кВ (ВВД-330Б, ВВБ-330 Б, 1978-1982 рр. виготовлення);
- вимикачі 110 кВ (МКП-110, У-110, 1978-1985 рр. виготовлення).

Існуюче значення струму трифазного КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Броварська за даними Центральної ЕС становить 15,64 кА, а однофазного – 12,86 кА, на шинах 110 кВ дані струми становлять 15,86 кА та 17,57 кА відповідно.

В режимі зимового максимуму 2016р. автотрансформатори на ПС 330 кВ Броварська мають навантаження до 224,7 МВА, що складає відповідно 56,2%, при цьому частка навантаження мереж ПрАТ «Київобленерго» склала близько 58%. Очевидно, що дане навантаження говорить про необхідність збільшення автотрансформаторної потужності.

ПС 330/110/10 кВ Новокиївська.

Підстанція 330 кВ «Новокиївська» введена в експлуатацію в 1964 році. Територіально ПС розташована за координатами 50°19'46"N30°26'8"E.

Дана ПС є джерелом живлення абонентів м. Києва і Київської області.

На сьогодні ПС 330 кВ Новокиївська оснащена двома автотрансформатори типу АТДЦТН –200000/330/110/10 (1982 та 1984 рр. виготовлення).

ВРУ 330 кВ виконана за схемою «дві робочі та обхідна системи шин».

ВРУ 110 кВ виконана за схемою «дві робочі та обхідна системи шин».

Велика кількість комутаційного обладнання ПС відпрацювала понад 35 років.

Існуючий струм трифазного КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Новокиївська за даними Центральної ЕС становить 24,89 кА, а однофазного – 22,22 кА, на шинах 110 кВ дані струми становлять 25,26 кА і 26,33 кА відповідно.

В режимі зимового максимуму 2016р. автотрансформатори на ПС 330 кВ Новокиївська мають навантаженням 373,2 МВА, що складає 93,9 % від сумарної потужності автотрансформаторів, при цьому частина навантаження, що припадає на мережі ПрАТ «Київобленерго» складала близько 81%. Очевидно, що дане навантаження говорить про необхідність збільшення автотрансформаторної потужності.

ПС 330/110/10 кВ Північна.

ПС330/110 кВ Північна введена в експлуатацію в 1971 році. Територіально ПС розташована за координатами 50°36'48.4"N30°22'57.5"E.

Дана ПС є джерелом живлення абонентів м. Києва і Київської області. На протязі 2011-2013 рр. здійснено роботи із розширення і реконструкції ПС 330 кВ «Північна» згідно затвердженого робочого проекту, що розроблений ЛФ ДПВНДІ «Укренергомережпроект» і ТОВ «ХАРТЕП».

При реконструкції ПС здійснено наступні роботи:

- змонтовано автотрансформатор АТ-3 330/110/10 кВ потужністю 200 МВА;

- розширено і реконструйовано ВРУ 330 кВ згідно схеми 330-11 – «Полуторна» із заміною повітряних вимикачів на елегазові, а також існуючих роз'єднувачів, трансформаторів напруги та струму, які відпрацювали свій ресурс, на нові, виконано замінену пошкоджених залізобетонних шинних та лінійних порталів на металеві;

- виконано реконструкцію ВРУ 110 кВ, із переведенням її до схеми 110-8 – «Дві робочі, секціоновані вимикачами та обхідна системи шин із двома обхідними та двома шиноз'єднувальними вимикачами», із заміною існуючих масляних вимикачів на елегазові і заміною роз'єднувачів 110 кВ, що відпрацювали свій ресурс, та пошкоджених залізобетонних лінійних порталів на багатогранні металеві.

На сьогодні ПС оснащена трьома автотрансформатори типу АТДЦТН- 200 000/330/110/10 кВ, із яких АТ-1 1994 року виготовлення, АТ-2 1971 року виготовлення і АТ-3 2012 року виготовлення.

Існуючий струм трифазного КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ «Північна» за даними Центральної ЕС становить 17,15 кА, а однофазного – 15,044 кА, на шинах 110 кВ дані струми становлять 35,73 кА і 36,87 кА відповідно.

В режимі зимового максимуму 2016р. автотрансформатори на ПС 330 кВ Північна мають навантаженням 333,7 МВА, що складає відповідно 55,6%, при цьому частина навантаження мереж ПрАТ «Київобленерго» склала близько 34%.

ПС 330/110/10 кВ Білоцерківська.

ПС 330 кВ Білоцерківська введена в експлуатацію в 1971 р.

ПС оснащена АТ-1 та АТ-2 типу АТДЦТН-125000/330/110/10, а також АТ-3 типу АТДЦТН-200000/330/110/10.

Обладнання ПС фізично зношене та вимагає поступової заміни. Потрібно виконати заміну на елегазові:

- вимикачі 330 кВ – 3 шт, типу ВВ-330 Б (1970-1971 рр. виготовлення);
- вимикачі 110 кВ – 22 шт. типу ВВБМ-110-Б-2000, ВВН-110Б-2000, (1970-1971 рр.виготовлення).

Існуючий струм трифазного КЗ на шинах 330 кВ ПС 330 кВ Білоцерківська

за даними Центральної ЕС становить 10,17 кА, а однофазного – 9,117 кА, на шинах 110 кВ дані струми становлять 17,57 кА і 20,3 кА відповідно.

В режимі зимового максимуму 2016р. автотрансформатори на ПС 330 кВ Білоцерківська мають навантаженням 193,5 МВА, що склало відповідно 43%, при цьому це є навантаження мереж ПрАТ «Київобленерго». Очевидно, що дане навантаження говорить про необхідність збільшення автотрансформаторної потужності.

Схемно на електропостачання Київської області впливають 15 електростанцій, які працюють на ВДЕ, а саме: чотири малі ГЕС, шість електростанцій, які працюють на енергії біогазу, чотири СЕС і одна ВЕС. Електростанції, що працюють на ВДЕ не приймають участі в покритті максимуму навантаження енергосистеми України.

В табл. 4.5 приведені характеристики електростанцій, що працюють на ВДЕ.

Забезпечення районів Київської області ЦЖ мереж 35кВ та нижче, а також їхні максимальні навантаження за останні три роки, що обрані за результатами зимових замірів, приведені в табл. 4.6.

Загалом на території Київської області розміщено 103 ПС 110 кВ, із яких 80 перебувають на балансі ПрАТ «Київобленерго», 23 одиниці – на балансі інших організацій.

Наведені дані говорять про наявність одного та більше ЦЖ у всіх районах Київської області.

На балансі ПрАТ «Київобленерго» знаходиться одна тритрансформаторна підстанція 110 кВ загальною потужністю трансформаторів 120,5 МВА, двотрансформаторних - 68 із загальною потужністю трансформаторів 2647,1 МВА; однострансформаторних ПС 110 кВ - 12 із загальною потужністю трансформаторів 102,3 МВА.

На балансі інших організацій знаходиться 23 двотрансформаторні підстанції з загальною потужністю трансформаторів 1257,2 МВА.

В режимі зимового максимуму 2016р.р. трансформатори ПС 110 кВ Київської області мають сумарні навантаження 920 МВА, а середнє завантаження трансформаторів ПС 110 кВ склало 35-60%.

Таблиця 4.3 – Характеристика центрів живлення мережі 110 кВ Київської області

Центр живлення: ПС напругою 330 кВ або лінії 110 кВ від ЦЖ, розташованих на території інших ліцензіатів	Кількість і потужність АТ; довжина ЛЕП, марка та переріз проводів	Кількість ПЛ 110 кВ, що відходять від ЦЖ для жив- лення спожива- чів Київської області	Кількість ПС 110 кВ Київської області, що жив- ляться від ЦЖ або ЛЕП*	Максимальне на- вантаження в ре- жимний день 2016р., МВА	Завантаження ЦЖ в режимний день 2016р., %
1	2	3	4	5	6
ПС 330 кВ Новокиївська	2х200 МВА	11		373,2	93,9
ПС 330 кВ Північна	3х200 МВА	16		333,7	55,6
ПС 330 кВ Броварська	2х200 МВА	12		224,7	56,2
ПС 330 кВ Білоцерківська	2х125+1х200 МВА	15		193,5	43,0
ПЛ 110 кВ Козятин тяга – Фастів (ПАТ «Вінницяобленерго»)	101,7; АС-150		1	1	
ПЛ 110 кВ Виползово- Жукин (ПАТ «Чернігівобленерго»)	20,1; АС-95		1	7,1	
ПЛ 110 кВ Морська - Виползово (ПАТ «Чернігівобленерго»)	15,8; АС-120 12,6; АС-150		-	15,1	
ПЛ 110 кВ Калита - Козелець (ПАТ «Чернігівобленерго»)	26,02; АС-95		-	6,1	
ПЛ 110 кВ Броварська - Бобринь (ПАТ «Чернігівобленерго»)	22,3; АС-185		-	12,5	
ПЛ 110 кВ Макарів -Коростишів (ПАТ «Житомиробленерго»)	6,28; АС-240 67,99; АС-400		-	7	
ПЛ 110 кВ Кодра - Біла Криниця (ПАТ «Житомиробленерго»)	5,9; АС-70 8,4; АС-120		-	0	
ПЛ 110 кВ Тетерів - Пенізевиці (ПАТ «Житомиробленерго»)	28,25; АС-120		-	5	
ПЛ 110 кВ Польова -Народичі (ПАТ «Житомиробленерго»)	26,8; АС-95		-	23,2	

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6
ПЛ 110 кВ Миронівка - РМЗ (ПАТ «Черкасиобленерго»)	42,2; АС-185		-	9,5	
ПЛ 110 кВ Миронівка - Завадівка (ПАТ «Черкасиобленерго»)	48,4; АС-185		-	6,7	
ПЛ 110 кВ Миронівка - Юрківка (ПАТ «Черкасиобленерго»)	50,4; АС-185 41,36; АС-150		-	37,7	
ПЛ 110 кВ Миронівка - Дашуківка (ПАТ «Черкасиобленерго»)	50,4; АС-185		-	9	
ПЛ 110 кВ Селенційна - Магніт (ПАТ «Черкасиобленерго»)	28,7; АС-300		-	42,1	
ПЛ 110 кВ Брилівка - Жашків (ПАТ «Черкасиобленерго»)	30,5; АС-120		-	12	
ПЛ 110 кВ Ставище - Жашків (ПАТ «Черкасиобленерго»)	20,37; АС-120		-	3,6	
ПЛ 110 кВ Канівська ГЕС - Циблі (ПАТ «Черкасиобленерго»)	3,1; АС-300 36,37; АС-185		5	21,6	
ПЛ 110 кВ Канівська ГЕС - П. Яненьки (ПАТ «Черкасиобленерго»)	3,1; АС-300 30,78; АС-185		4	41	

Таблиця 4.4 – Дані щодо генерації електростанцій в Київській області

	Назва	Загальна встановлена потужність, МВА	Режимний замір (зимовий максимум 2016р), МВт
1	Трипільська ТЕС (ПАТ «Центренерго»)	1800	461
2	Київська ГЕС	440	199
3	Київська ГАЕС	235,5	222
4	ТЕЦ-6 («Київенерго»)	500	360
5	ТЕЦ-5 («Київенерго»)	690	351
6	Дарницька ТЕЦ («Київенерго»)	160	149
7	Білоцерківська ТЕЦ	120	66

Таблиці 4.5 – Характеристики електростанцій, що працюють на ВДЕ

№ п/п	Об'єкт електроенергетики	Місце розташування	Точка приєднання	Вид джерела енергії	Встановлена потужність, МВт	Прогнозована дата та потужність введення в експлуатацію наступної черги (при наявності)
1	2	3	4	5	6	7
1	ТОВ «ВКФ «Лігена»	08300 Київська обл. м.Бориспіль, вул.Горького,53	Оп.№105а ПЛ-10кВ Л-112 "Переселення" від ПС 110/10 "Стріла"	ВЕС	0,45	-
2	СЕС "ФОП Бурлач"	Київська обл. Броварський р-н с. Требухів вул.Броварська буд.25	Оп. №23, ЛЕП-10кВ Л-20 "Тепличний комбінат" від ПС 35/10кВ "Требухів"	СЕС	0,15 (працює перша черга 0,06)	-
3	ТОВ "ЛНК"	Полігон твердих побутових відходів, розташований в адміністративних межах Рожівської сільської ради, Броварського району, Київської області	Оп.№145 ПЛ-10кВ Л-46 "Підсобне господарство" від ПС 35/10кВ "Заліська"	БіоЕС	0,885	-

Продовження таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6	7
4	ТОВ "ЛНК"	Полігон твердих побутових відходів, розташований в адміністративних межах земель Глибоцької сільської ради Бориспільського району Київської області	Оп.№1-7 ПЛ-10кВ Л-112 "Переселення" від ПС 110/10 "Стріла"	БіоЕС	1,063	-
5	ТОВ "ЛНК"	Полігон твердих побутових відходів №5, розташований в адміністративних межах земель Підгірської сільської ради Обухівського району	Оп.№136 ПЛ-10кВ Л-31 "Кар'єр" від ПС 35/10 "Рославичі"	БіоЕС	2,126	-
6	Товариство з обмеженою відповідальністю "Українська молочна компанія"	Згурівський р-н, с. Великий Крупіль, вул. Київський шлях, буд. 60-А	Ком.№16 ПС 35/10кВ "Войково"; та оп.№152 ПЛ-10кВ Л-23 "Крупіль" від ПС 35/10кВ "Войково"	БіоЕС (відходи органічного походження)	0,625	-
7	ТОВ "Біогазэнерго"	Київська обл., Іванківський р-н, смт Іванків, вул. Розважівська, 192	Ком.№1а ПС 110/35/10кВ "Запрудка"	БіоЕС (відходи деревини)	1*6, 2*6 (працює 1-а черга 6МВт)	2-а черга 6МВт - 2018-2019р.
8	ТОВ "Рокитнянський цукровий завод"	Київська обл., смт. Рокитне, вул. Ентузіастів, 6	Ком.№1а та ком. 16 ПС 35/10кВ "ЗБВ"	БіоЕС (відходи органічного походження)	2,382	-
9	ТОВ "Енергія-1" Богуславська ГЕС	м. Богуслав, вул. Грушевського 22	ШР-35 Т-1, ШР-35 Т-2 СШ-35кВ ПС 35/10 "ГЕС-1"	МініГЕС	1,25	-
10	ТОВ "Енергія-1" Дибинецька ГЕС	Богуславський р-н. с. Дибинці, вул. Надросся 10-А	Оп.№1 ПЛ-10 "Саварка"; оп.№119 ПЛ-10 "Богуслав-ГЕС 2" та оп.№1 ПЛ-10 "Дибинці"	МініГЕС	0,6	-
11	ТОВ "ЕНЕРГО-АКТИ В-1" Дулицька ГЕС	Сквирський р-н, с.Безпечна, вул.Шевченка, 1А	Оп.№2 ПЛ-10кВ Л-42 "Дулицьке" від ПС 35/10 "Шамраївка"	МініГЕС	0,16	-

Продовження таблиці 4.5

1	2	3	4	5	6	7
12	СПД-ФО Сосюк І.С. (Щербаківська ГЕС)	Київська обл., Володарський р-н, с. Городище-Пустоварівка, р.Рось	виробник підключений до мереж 0,4кВ ВЛТ "Гор-Пустоварівський цукрозавод", МБН з КОЕ в ком.№5 та в ком.№11 10кВ ПС 35/10кВ "Городище"	МікроГЕС	0,075	-
13	ТОВ "СЕІ Україна" (Бориспільська СЕС)	Київська обл., м. Бориспіль, вул. Ушакова, 21	Оп.№7 ПЛ-10кВ Л-10 "Кучаків" від ПС 110/10кВ "Бориспіль"	СЕС	0,87	
14	ТОВ "Електронні Інновації" (Вишгородська СЕС)	Київська обл., м. Вишгород, вул. Шолуденка 19	ЛР-300 на оп.№36 ПЛ-10кВ Л-ТП-1347-1 від ПС 110/10/6кВ "Вишгород"	СЕС	0,24	
15	ТОВ "Димерська СЕС"	Київська обл., Броварський р-н, смт. Велика Димерка	в ком. 7 Ісш та ком. 8 Псш РП-10кВ Димерської СЕС КЛ-10кВ від ПС 110/35/10кВ "Кока-Кола"	СЕС	4,9	

Структура надходження електричної енергії в мережі ПАТ «Київобленерго» наведена на рис. 4.3.

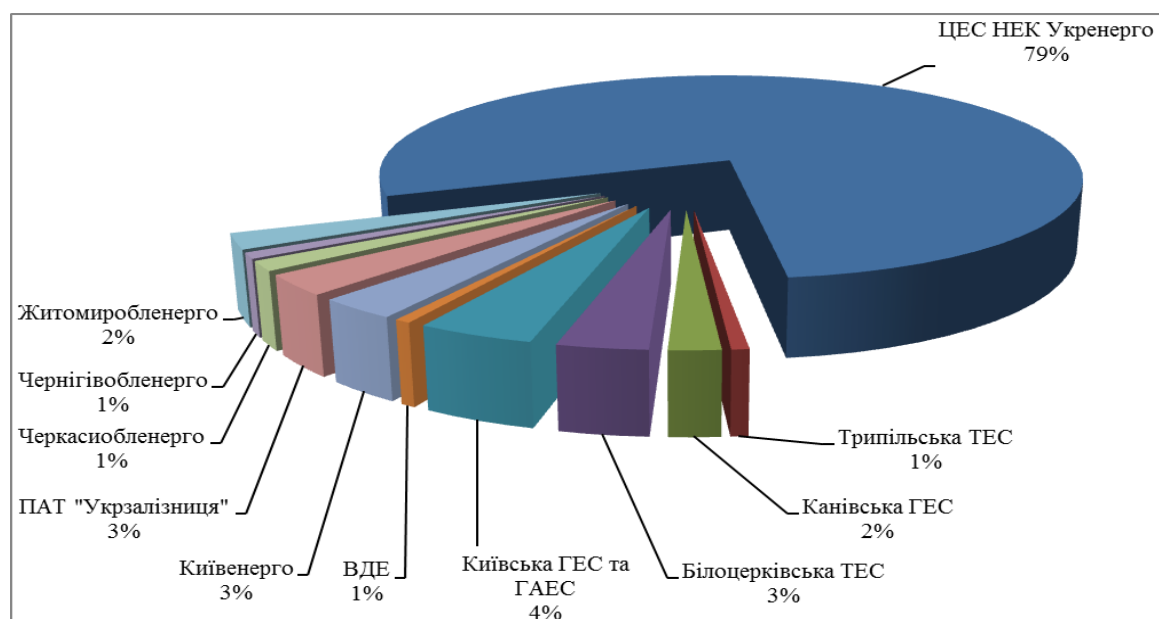


Рисунок 4.3 – Структура надходження електроенергії в мережі ПАТ Київобленерго

Таблиця 4.6 – Характеристика ПС 110 кВ

№	Найменування ПС	Напруга	Кількість та потужність силових трансформаторів		Тр-р	Електричні навантаження в режимні дні по роках, МВт					
						літо	зима	літо	зима	літо	зима
			шт.	шт.хМВА		2014	2014	2015	2015	2016	2016
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Алюмінієва	110/10/10	2	2х6,3	T-1	6,2	3,7	7,1	6,2	9,7	5,2
					T-2	4,2	8,3	4,2	4,1	відкл.	9,9
2	Асканія	110/10/10	2	2х25,0	T-1	1,2	15,2	1,4	15,1	14,3	13,7
					T-2	2,5	17,4	3,2	16,6	15,1	15,2
3	Березань	110/35/10	2	2х25,0	T-1	2,8	7,1	5,1	7,4	5	8,2
					T-2	9	10,4	8,9	9,7	7,4	9,1
4	Білогородка	110/10	2	2х16,0	T-1	2,8	3,2	2,1	3,5	2,7	2,6
					T-2	2,8	3,7	3	6	4,1	6,6
5	Бузова	110/35/10	2	2х40,0	T-1	9,6	12,4	9,7	13,3	9,7	9,6
					T-2	7,4	8,5	7,1	10,3	6,4	17,7
6	Богдани	110/35/10	2	2х10,0	T-1	0,5	0,5	1,1	0,7	0,5	0,7
					T-2	11,5	1,9	1,1	2,3	1,2	2,6
7	Бориспіль	110/35/10	2	2х40,0	T-1	14	14	12,2	22,1	11,5	12,6
					T-2	11,5	10,8	9,6	12,6	10,6	23,5
8	Васильків	110/35/10	2	2х40,0	T-1	12,4	15,2	10,1	14,3	9	12,6
					T-2	9,6	17,4	11,7	16,6	13,3	19,5
9	В.Олександрівка	110/10/10	2	2х25,0	T-1	3,9	4,8	відкл.	10,8	6	9,1
					T-2	3,5	3,9	6,6	відкл.	1,4	3,7
10	В.Дубечня	110/10	2	2х6,3	T-1	3,2	3	2,8	4,2	2,7	2,1
					T-2	1,1	1,2	1,1	1,6	1,1	0,8
11	Вишгород	110/10/6	2	1х25,0+1х6,3	T-1	5	8,1	3,8	5	3,9	8,2
					T-2	6	7,1	5,5	6,4	5,5	1,5

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	Гостомель	110/10	2	2x16,0	T-1	6,9	7,1	6	7,6	5,1	7,5
					T-2	4,8	0	5,8	7,8	7,8	8,1
13	ГПП ТП ТЕС	110/6	2	2x10,0	T-1	0,7	0,7	0,7	0,9	0,7	0,4
					T-2	1,1	1,4	1,1	1,8	1,2	1,4
14	Демидів	110/35/10	2	2x25,0	T-1	18,4	9,9	8,9	8,7	6,6	11,4
					T-2	6	7,8	6,2	8,5	6,4	10,5
15	ДБК	110/10/10	2	2x40,0	T-1	3,2	3,2	3,9	4,1	4,4	3,9
					T-2	3,5	6,4	4,6	5,1	3,9	5,3
16	Екскатор.	110/35/10	2	2x16,0	T-1	3,2	3,2	3	4,4	3,4	4,3
					T-2	7,8	10,1	7,6	10,4	7,6	11,2
17	Жуківці	110/10	1	1x6,3	T-1	1,1	0,7	0,5	0,5	0,5	0,6
18	Жукин	110/10	1	1x10,0	T-1	1,4	1,6	1,6	1,6	1,4	2,9
19	Жуляни	110/10/10	2	2x63,0	T-1	відкл.	11,2	8,9	12	12	17
					T-2	14,5	25,3	17,7	30,1	ремонт	26,8
20	Заводська	110/10/10	2	2x6,3	T-1	1,2	1,2	0,7	0,7	0,2	1,2
					T-2	0,4	1,1	0,4	0,4	0,2	0,7
21	Запрудка	110/35/10	2	2x10,0	T-1	1,1	3,4	4,8	3,5	0,9	1,6
					T-2	1,9	2,8	відкл.	3,5	2,8	3,1
22	Зоря	110/35/10	2	1x25,0+1x16,0	T-1	7,4	6,7	8,9	резерв	5,5	7,2
					T-2	11,9	10,6	відкл.	17,7	7,4	11,8
23	Іскра	110/10	2	2x16,0	T-1	відкл.	6,6	4,8	6,7	5,3	6,9
					T-2	6,6	3,5	2,8	6,7	3	5
24	Ірпін	110/10/10	2	2x40,0	T-1	14,3	13,6	8,9	18,2	13,1	20,2
					T-2	6,9	12,9	12,7	14,7	10,6	13,7
25	Козаровичі	110/6	2	2x6,3	T-1	0,2	1,1	0,7	0,9	0,5	0,2
					T-2	0,7	16,6	0,2	0,4	0,2	0,7

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
26	Калита	110/35/10	2	2x10,0	T-1	0,5	1,1	0,7	0,4	відкл.	відкл.
					T-2	3	4,8	3,5	3,4	2,8	3
27	Княжичі	110/35/10	2	2x40,0	T-1	8,9	12,4	10,6	11,9	8,5	15,1
					T-2	18,6	25	18,2	24,3	18,6	29,7
28	Ковалівка	110/10	2	2x2,5	T-1	0,5	0,7	0,5	1,1	0,4	0,6
					T-2	0,5	0,9	0,4	0,7	0,5	1,2
29	Кодра	110/10	2	2x2,5	T-1	0,4	0,4	0,4	0,5	1,1	0,8
					T-2	0,4	0,4	0,4	резерв	резерв	резерв
29	Кока-Кола	110/35/10	2	2x16,0	T-1	4,6	5,1	5,3	7,3	7,6	7,4
					T-2	4,4	4,2	5,7	7,8	5,8	7,6
30	Красятичі	110/10	2	2x2,5	T-1	0,2	0,4	0,2	0,4	0,4	0,3
					T-2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
31	Лелів	110/6	2	2x10,0	T-1	0	резерв	резерв	відкл.	відкл.	резерв
					T-2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
32	Ліга -А	110/10	2	2x10,0	T-1	0,7	1,1	резерв	1,2	1,1	1,2
					T-2	0,7	0,7	0,7	0,5	0,2	0,8
33	Луб'янка	110/6	2	2x10,0	T-1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
					T-2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
34	Макарів	110/35/10	2	1x25,0+1x40,0	T-1	7,6	14,2	9,4	9,4	7,8	8,6
					T-2	10,6	11,5	7,6	10,6	7,8	13
35	Металургійна	110/10/10	2	2x63,0	T-1	6,7	11,3	відкл.	11	8,1	12,3
					T-2	8,9	14,2	17,4	13,3	9,7	9,1
36	Мирна	110/35/10	2	2x25,0	T-1	7,1	12,9	8,5	18,4	7,8	12,3
					T-2	5,3	6	6	8,1	7,1	7,3
37	Морська	110/10	1	1x6,3	T-1	1,1	0,7	0,9	0,7	0,5	0,7
38	Немішаєво	110/10	2	2x16,0*	T-1	3,5	3,9	3,5	4,4	2,8	4,2
					T-2	5	4,4	1,9	5,5	3,4	5,7

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
39	Н.Жовтнева	110/10	2	2x6,3	T-1	1,1	1,2	1,4	1,2	1,1	1,5
					T-2	0,7	7,8	0,5	0,9	0,5	0,5
40	Н.Петрівці	110/10	2	2x10,0	T-1	3,4	5	3,9	5,7	4,8	6
					T-2	4,4	5,5	4,2	6,4	3,5	5,8
41	Обухів	110/35/10	2	2x25,0	T-1	11,5	14,2	10,1	16,8	15,9	14,2
					T-2	11,5	15,9	9,6	15,6	8,5	19,1
42	Осещина	110/6	2	2x16,0	T-1	1,4	2,3	0,7	1,9	1,9	2,7
					T-2	0,9	0,7	0,2	0,7	0,5	0,6
		35/10	2	2x6,3	T-3	0	0	0	0	0	
					T-4	0	0	0	0	0	
43	Полігонна	110/6	2	2x6,3	T-1	2,7	2,1	1,8	2,1	1,6	2,3
					T-2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,4
		35/10	1	1x2,5	T-3	24,8	1,8	18,4	20	13,8	
44	Польова	110/35/10	1	1x10,0	T-1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4
45	Прип'ять	110/10	2	2x16,0	T-1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
					T-2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
46	П.Яненьки	110/10	2	2x6,3	T-1	відкл.	відкл.	відкл.	відкл.	відкл.	відкл.
					T-2	1,1	1,6	1,1	2,1	1,2	1,1
47	Ржищів	110/35/10	1	1x16,0	T-1	5,5	8,1	4,8	6,7	3,4	6,7
48	Розважів	110/10	1	1x6,3	T-1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
49	Стріла	110/10	2	2x10,0*	T-1	2,8	5,1	відкл.	6,7	4,4	4,4
					T-2	2,1	3,7	6,7	3,2	1,9	3,6
50	Тарасівка	110/10/10	2	2x40,0	T-1	3,7	6,4	3,7	5,8	3,9	5
					T-2	2,1	3,5	1,9	2,5	1,4	3,2
51	Трубайлівка	110/35/10	2	2x25,0	T-1	8,1	3,7	5,5	7,6	7,3	9,7
					T-2	4,6	3,7	3,4	5	3,9	6,1
52	Циблі	110/10	1	1x10,0	T-1	1,2	1,1	1,1	1,8	0,9	1

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
53	Чабани	110/10/10	2	2x40,0	T-1	0	2,5	2,8	5	5	7,5
					T-2	0	відкл.	3,9	5,7	3,4	5,5
54	Чорнобиль	110/35/10	2	1x20,0+1x25,0	T-1	1,1	1,4	1,4	1,8	1,8	1,3
					T-2	0,9	1,8	0,7	1,4	0,5	1,5
55	Юрівка	110/10	2	1x10,0*+1x10,0	T-2	3,7	5,7	3,2	5,3	3,2	4,2
					T-1	1,9	1,8	1,8	1,8	1,6	2,1
56	Яготин	110/35/10	2	2x16,0	T-1	6,7	9,4	6,7	6,4	6,4	10,2
					T-2	5,7	6,9	5,8	8,3	6,5	9
64	Богатирка	110/10	1	1x6,3	T-1	1,1	12,4	10,6	1,2	1,2	1,1
65	Богуслав	110/35/10	2	2x25,0	T-1	4,8	6,2	6,6	5,3	5	4
						3,7	5,8	5,1	4,8	5,3	4,9
66	Брилівка	110/10	1	1x2,5	T-1	0,9	13,6	9,6	0,9	0,7	0,4
67	Володарка	110/35/10	2	2x16,0	T-1	6,4	8,3	8,3	4,8	4,6	5
					T-2	6,4	8,9	4,4	4,6	0,2	4,8
68	Заріччя	110/10/10	2	2x25,0	T-1	7,2	4	7,5	3,9	6,4	7,2
					T-2	7,6	7,5	6,5	7,4	7	7,6
69	ЗЕТО	110/10	2	2x16,0	T-1	0,7	2,7	23,4	1,2	2,1	1,6
					T-2	2,7	0	9,9	0,9	1,1	2,6
70	Кленова	110/10	1	1x6,3	T-1	0,7	0,9	6	0,5	0,5	0,6
71	Кожанка	110/35/10	2	2x10,0	T-1	3,5	0	4,4	3,4	4,4	6,9
					T-2	0,9	1,9	0,9	2,1	0,9	2
72	Колос	110/35/10	2	2x16,0	T-1	11,2	14,2	12,4	5	7,1	4,1
					T-2	2,1	4,2	1,2	2,1	0,9	2,9
73	Медвин	110/10	1	1x6,3	T-1	1,2	1,8	10,4	1,2	1,1	1,3
74	Озерне	110/10	2	2x6,3	T-1	0,7	0,9	0,9	1,6	1,8	1,4
					T-2	1,4	1,6	1,4	2,1	1,9	2
75	Рокитне	110/35/10	1	1x16,0	T-1	8	13,3	8,9	5,5	2,7	5,1

Продовження таблиці 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
76	Ромашка	110/35/10	2	2x16,0	T-1	2,8	4,6	3,2	4,6	3,2	4
					T-2	4,2	7,3	4,6	6,6	4,2	7,1
77	Рось	110/35/10	3	1x40,5+2x40,0	T-1	4,9	4	відкл.	відкл.	3	4,8
					T-2	3	3,5	7	10,3	7,1	3,1
					T-3	13,5	13,2	13,7	14,7	13,8	14,5
78	Роток	110/10	2	2x25,0	T-1	0	9,7	10,1	9,7	9,8	10,8
					T-2	7,5	6,8	7,6	6,2	5,5	7,1
79	Селекційна	110/10	2	1x10,0+1x6,3	T-1	0,4	2,7	1,9	0,2	1,9	0,2
					T-2	0,2	2,7	1,4	0,2	1,2	0,2
80	Сільмаш	110/35/10	2	2x40,0	T-1	6,4	5,4	6,8	7,8	5,2	5,3
					T-2	10,6	10,8	10,6	8,7	0	11,4
81	Сквира	110/35/10	2	2x16,0	T-1	5,3	3,5	10,6	4,8	10,6	5
					T-2	11	6	15,4	5,8	9,7	9,6
82	Ставище	110/35/10	2	1x6,3+1x16,0	T-1	1,1	1,6	14	1,6	11,9	1,7
					T-2	1,8	2,3	1,2	3,2	2,3	3
83	Тараща	110/35/10	2	2x16,0	T-1	12,2	3,5	6,7	5	9,6	7
					T-2	11,7	4,4	7,3	4,6	7,4	4,3
84	Тетіїв	110/35/10	2	2x16,0	T-1	7,8	5,5	10,6	5,8	7,1	4,6
					T-2	12,2	1,1	0,9	2,5	0,9	2,8
85	Шкарівка	110/10	2	2x2,5	T-1	8,1	1,1	9,7	1,2	1,1	1,1
					T-2	7,6	0,5	4,2	0,9	1,1	1
86	Фастів	110/35/10	2	2x40,0	T-1	19,3	17,5	12,9	18,6	10,6	16,9
					T-2	12,7	13,8	18,9	14,9	19,5	17

4.3 Аналіз технічного стану електричних мереж з визначенням їх відповідності вимогам надійності та якості електропостачання споживачів

Характеристика існуючих електромереж.

Загальні показники розвитку електромереж.

ПрАТ «Київобленерго» – товариство, що здійснює свою діяльність згідно ліцензії Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики і комунальних послуг на господарську діяльність та забезпечує передачу і розподіл електроенергії абонентам Київської області за регульованим тарифом.

Товариства складається із 26 структурних підрозділів.

Загальна кількісна характеристика існуючих електромереж 35 та 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» та тих, що не належать товариству, але працюють з ними в одній системі, а тому впливають схемно і режимно один на одного в процесі електропостачання абонентів, наведена в табл. 4.7. Загальна кількісна характеристики існуючих електромереж 6–10 кВ приведена табл. 4.8.

В мережах 35-110 кВ лінії електропередачі ПрАТ «Київобленерго» характеризуються найбільшою питомою вагою (100%). Переліки ЛЕП 110 і 35 кВ, які перебувають на балансі ПрАТ «Київобленерго» та їхня загальна характеристика приведені в таблицях. Частина ПС 35 та 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» в загальній кількості становить 77,3%, а в загальній трансформаторній потужності – 69,6%. Переліки ПС 110 та 35 кВ, які перебувають на балансі ПрАТ «Київобленерго» та їхні загальні характеристики таблицях.

Співвідношення розвитку мережі 35 і та 110 кВ області: довжина ліній 110 кВ при одноколовому обчисленні складає понад 44,8% загальної довжини електромереж 35 та 110 кВ, кількість ПС 110 кВ становить 32,5%, а їх трансформаторна потужність – 77,3% від сумарної потужності трансформаторів 35 та 110 кВ.

Щодо розвитку мереж 6–10 кВ, то мережа 10 кВ становить 99,5%, а мережа 6 кВ – 0,5%. Це є позитивним фактором з точки зору зменшення втрат електроенергії в електромережі.

Таблиця 4.7 – Загальна кількісна характеристика мереж 35 – 110 кВ

№ п/п	Найменування об'єкту електричних мереж	Кількість			Питома вага у загальній кількості по Київській області, %	
		ПрАТ «Київобленерго»	Відомчі	Всього по Київській області	ПрАТ «Київобленерго»	Відомчі
1	Лінії електропередавання					
1.1	Довжина по трасі, км, всього	4703,808	0	4703,808	100,0%	0,0%
	ПЛ-110 кВ	2103,21		2103,21	100,0%	0,0%
	ПЛ-35 кВ	2600,598		2600,598	100,0%	0,0%
2	Підстанції					
2.1	Кількість ПС, од., всього	247	73	320	77,2%	22,8%
	110 кВ	80	23	103	77,7%	22,3%
	35 кВ	167	50	217	77,0%	23,0%
2.2	Кількість трансформаторів, од., всього	411	116	527	78,0%	22,0%
	110 кВ	144	49	193	74,6%	25,4%
	35 кВ	267	67	334	79,9%	20,1%
2.3	Сумарна потужність трансформаторів, МВА, всього	3719,6	1642,65	5362,25	69,4%	30,6%
	110 кВ	2869,9	1319,2	4189,1	68,5%	31,5%
	35 кВ	849,7	323,45	1173,15	72,4%	27,6%

Таблиця 4.8 – Загальна кількісна характеристика мереж 6 – 10 кВ

№ п/п	Найменування об'єкту електричних мереж	Кількість в одноколовому обчисленні	Питома вага, %		
			Всього	10 кВ	6 кВ
1	Лінії електропередавання, км				
	всього	17484,76	100,0%	99,4%	0,6%
	в т.ч. 10 кВ	17386,43	99,4%	99,4%	-
	6 кВ	98,33	0,6%	-	0,6%
1.2	Повітряні лінії, км				
	всього	15447,99	100,0%	99,7%	0,3%
	в т.ч. 10 кВ	15407,02	99,7%	99,7%	-
	6 кВ	40,97	0,3%	-	0,3%
	з них на дерев'яних опорах, км				
	всього	106,42	100,0%	93,2%	6,8%
	в т.ч. 10 кВ	99,22	93,2%	93,2%	-
	6 кВ	7,2	6,8%	-	6,8%
1.3	Кабельні лінії, км				
	всього	2036,77	100,0%	97,2%	2,8%
	в т.ч. 10 кВ	1979,41	97,2%	97,2%	-
	6 кВ	57,36	2,8%	-	2,8%
2	Трансформаторні підстанції (ТП) 10-6/0,4 кВ				
2.1	Кількість ТП, од.	9989	0,0%		
2.2	Кількість РП, од.	100	0,0%		
2.3	Кількість трансформаторів, шт.	10947	0,0%		
2.4	Сумарна потужність трансформаторів, МВА	2153,0	0,0%		

Вікова характеристика і технічний стан електромереж.

Стан розподільчих електромереж ПрАТ «Київобленерго» на сьогодні характеризується наступними показниками:

- 634 км (13,6%) ліній електропередачі напругою 35-110 кВ та 3418,06 км (8%) ліній електропередачі напругою 0,4 - 10 кВ знаходяться в технічно непрацездатний стані та вимагають значних зростаючих щорічних витрат на технічне обслуговування і ремонт;
- в перспективі, яка розглядається, закінчиться термін експлуатації близько 63,4% ПЛ 110 кВ і близько 45,7% ПЛ 35 кВ;
- 375 (91,3%) трансформаторів напругою 35-110 кВ і 7014 (64,2%) трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали вказаний технічній документації термін експлуатації та мають значні втрати, 2 (0,5%) трансформатори напругою 35-110 кВ, 120 (1,1%) ТП 10(6)/0,4 кВ потрібно замінити;
- більше 30 років працюють 12,36% КЛ 6-10 кВ;
- реальні витрати електроенергії в електромережах складають 17,54%;
- через зміни в структурі споживання електроенергії, а саме: збільшення навантажень в містах і зменшенню в сільській місцевості електромережі міст потребують збільшення пропускної здатності, будівництва додаткових ПС 110 кВ і збільшення встановленої потужності існуючих.

Загальна кількісна характеристика і технічний стан електромереж мереж 35 та 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» приведена в табл. 4.9, мереж 6-10 кВ – в табл. 4.10.

Перелік ліній електропередачі 35-110 кВ, що перебувають на балансі ПрАТ «Київобленерго», що підлягають капітальному ремонту та заміні за оцінкою технічного стану, приведені в табл. 4.11.

Таблиця 4.9 – Загальна кількісна характеристика і технічний стан мереж 35 та 110 кВ

№ п/п	Найменування об'єкту електричних мереж	Одиниця виміру	Кількість	Питома вага, %		
				Всього	110 кВ	35 кВ
1	Лінії електропередавання					
	всього	км	4703,808	100,0%	44,7%	55,3%
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	136	100,0%	46,3%	53,7%
	з них підлягає капремонту	км	634	100,0%	30,3%	69,7%
1.1	ПЛ 110 кВ					
	всього	км	2103,21			
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	63			
	з них підлягає капремонту	км	192		9,1%	
1.2	ПЛ-35 кВ	км				
	всього	км	2600,598			
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	73			2,8%
	з них підлягає капремонту	км	442			
2	Підстанції					
	всього	од.	247	100,0%	32,4%	67,6%
	з них підлягають реконструкції	од.	14	92,9%	92,9%	-
	з них підлягає капремонту	од.	0	-	-	-
2.1	110 кВ	од.	80	-	-	-
	з них підлягають реконструкції	од.	13	16,3%	16,3%	-
	з них підлягає капремонту	од.		0,0%	0,0%	-
2.2	35 кВ	од.	167	-	-	-
	з них підлягають реконструкції	од.	1	0,0%	-	
	з них підлягає капремонту	од.		0,0%	-	
3	Кількість трансформаторів					
	всього	од.	411	100,0%	35,0%	65,0%
	з них працюють більше 25 років	од.	375	100,0%	30,9%	69,1%
	з них вимагають заміни з метою зниження ТВЕ	од.	-	-	-	-
	з них вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	од.	2	100%	100%	-
3.1	110 кВ	од.	144	80,6%	80,6%	-
	з них працюють більше 25 років	од.	116	80,6%	80,6%	-
	з них вимагають заміни з метою зниження ТВЕ	од.	-	-	-	-
	з них вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	од.	2	100%	100%	-
3.2	35 кВ	од.	267	100,0%	-	100,0%
	з них працюють більше 25 років	од.	259	97,0%	-	97,0%
	з них вимагають заміни з метою зниження ТВЕ	од.	-	-	-	-
	з них вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	од.	-	-	-	-

Таблиця 4.10 – Загальна кількісна характеристика і технічний стан мереж

№ п/	Найменування об'єкту електричних мереж	Одиниця виміру	Кількість	Питома вага, %		
				Всього	6-10 кВ	0,4 кВ
1	Лінії електропередавання					
	всього	км	42689,88	100,0%	41,0%	59,0%
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	3418,05	100,0%	22,3%	77,7%
1.1	Повітряні лінії 6-10 кВ					
	всього	км	15447,99	36,2%	36,2%	-
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	423,33	12,4%	12,4%	-
1.2	Кабельні лінії 6-10 кВ					
	всього,	км	2036,76	4,8%	4,8%	-
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	340,04	9,9%	9,9%	-
	працюють більше 30 років	км	1098,59	53,9%	53,9%	-
1.3	Повітряні лінії 0,4 кВ					
	всього	км	24516,52	57,4%	-	57,4%
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	2600,36	76,1%	-	76,1%
1.4	Кабельні лінії 0,4 кВ					
	всього	км	688,61	1,6%	-	1,6%
	з них підлягають реконструкції та заміні	км	54,32	1,6%	-	1,6%
	з них працюють більше 30 років	км	338,48	49,2%	-	49,2%
2	Трансформаторні підстанції (ТП) 6-10/0,4кВ					
	всього	од.	10089	100,0%	100,0%	-
	з них підлягають реконструкції та заміні	од.	2275	22,5%	22,5%	
3	Кількість трансформаторів					
	всього	од.	10947	100,0%	100,0%	-
	з них працюють більше 25 років	од.	7014	64,1%	64,1%	-
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ	од.				
	з них вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	од.	120	1,1%	1,1%	-

Таблиця 4.11 – ЛЕП 35-110 кВ, які підлягають капітального ремонту

№ п/п	Найменування ЛЕП	Рік вводу в експл.	Всього, км	Років в експл.	Примітка
1	2	3	4	5	6
ПЛ 110кВ					
1	Дніпровськ- Н.Київська ТЕЦ-5-Н.Київська	1958	8,5	59	Реконструкція заміна проводу АС 120 на більший перетин 8,5 км ділянка КОЕ
2	відг. П.Яненки від Канів- Н.Жовтнева	1967	6,95	50	Реконструкція заміна проводу АС 70 на більший перетин 6,95 км
3	Б.Церква- Ми- ронівка Б.Церква- Рокитне Рокитне- Миронівка	1963	59,6	54	Реконструкція ПЛ 110 кВ Білоцерківська-Миронівка (заміна опор) (частково виконується власними силами)
4	Фастів-Бровки, Фа- стів-Козятин тяга	1965	25,7	52	Необхідна заміна - 26 опор
5	Білогородка- Бузова	1958	12,6	59	
6	Бузовська- Колон- щина	1958	8,5	59	Реконструкція ділянки ПЛ в габаритах 220 кВ (1958, 1963р.) до- вижиною 12,6+8,5+7,4+22,9=51,4 км (Опори, ГЗТ, ізоляція)
7	Коростишів- Мака- рів	1958	22,9	59	
8	ТП ТЕС- Ржищів ТП ТЕС-Новосілки Відг. до п/ст ГНС	1984	3,25	33	Підстанція абонентська демонтована, без споживачів. Необхі- дно перевести ПС Халеп'є на 110/35/10 кВ та заживити її від цього відгалуження
9	Тетерів-Біла Кри- ниця	1969	16,37	48	Необхідно виконати заміну проводу АС 70 на більший перетин ПЛ 110 кВ Тетрів-Б.Криниця, 5,9 км;
10	ТП ТЕС-Ржищів Ромашка-Ржищів	1991	2,02	26	Проблемні схеми ліній: ПЛ 110 кВ Тетрів-Ржищів-Ромашка, Встановлення вимикача на ПС Ржищів
11	Тетерів-Розважів	1972	27,1	45	Проблемні схеми ліній: ПЛ 110 кВ Тетерів-Розважів-Красятичі, Встановлення вимикача на ПС Розважів
12	Розважів- Крася- тичі	1970	21,2	47	
ПЛ 35кВ					
13	Васильків-Кодаки	1978	14,5	39	Реконструкція по заміні проводу на більший перетин, заміна опор
14	Мих.Рубежівка- Плахтина	1956, 1974	22,23	61	Заміну проводу АС 50 на більший перетин - 5,7 км
15	Обухів-Ржищів	1958	34,2	59	ПЛ-35кВ Обухів - Ржищів - 36,81км відгалуження на ПС Хале- п'є 10,5км (безгосподарна ПЛ, ПС Халеп'є Київобленерго - експлуатується без виділення коштів на ремонт). Необхідно прийняти на баланс відгалуження 35 кВ на ПС Халеп'є
16	Бовкун-Лютари	1987	11,6	30	ПЛ без споживачів (ПС абонентська демонтована). В Лютарях необхідно змонтувати ПС 35/10 кВ
17	відг. до ТП-290 від ЗБВ-Ольшаниця	1986	2,1	31	ТП-290 абонентське демонтовано без споживачів. Для подаль- шої експлуатації ПЛ необхідне рішення щодо перспективного розвитку в регіоні
18	Городище - ТП- 553	1988	1	29	Без споживачів ТП-553 абонентське демонтоване. Для подаль- шої експлуатації ПЛ необхідне рішення щодо перспективного розвитку в регіоні
19	Заход до п/ст ТП - 553	1988	2,6	29	
20	Трушки - В.Полове- цьке	1976, 1971	18,5	46	Реконструкція ПЛ 35 кВ в габаритах 10 кВ: АС-35, 2 км; АС-50, 14,5 км; АС-95, 2км

Продовження таблиці 4.11

1	2	3	4	5	6
21	Богдани- Красилівка	1972	25,7	45	Реконструкція ПЛ 35 кВ в габаритах 10 кВ: АС-35, 25,7 км
22	Макарів- Плахтянка	1974	11,3	43	Реконструкція ПЛ 35 кВ в габаритах 10 кВ: АС-50, 11,3км
23	відг.до п/ст КЗС	1969	7,65	48	реконструкція ПЛ 35 кВ в габаритах 10 кВ: АС-35, 7,65км
24	Богуслав-Лука	1971, 1987	18,3	46	реконструкція ПЛ 35 кВ в габаритах 10 кВ: АС-50, 12,3км; АС-70, 6км
25	Рокитне-Квітнева	1977	10,7	40	реконструкція ПЛ 35 кВ в габаритах 10 кВ: АС-35, 10,7км
26	Теплична-Рогозів	1973	35,5	44	Проблемні схеми ліній: ПЛ 35 кВ Теплична-Рогозів з відгалуженнями; необхідна реконструкція ПЛ.
27	Головурів-Киїлів	1973	10,5	44	Проблемні схеми ліній: ПЛ 35 кВ Галаурів-Киїлів з відгалуженнями; необхідна реконструкція ПЛ.
28	Обухів-Дачна А,Б	1972	28,6	45	Проблемні схеми ліній, лінія перевантажена: ПЛ 35 кВ Обухів-Дачна А,Б з відгалуженнями; необхідна реконструкція ПЛ.
29	Кагарлик- Липовець	1995	7,9	22	Проблемні схеми ліній: ПЛ-35кВ Кагарлик - Липовець - 7,9км з відгалуженням на Росаву - 9,3км (необхідно на ПС Липовець встановити портал та ЛР-35 і зробити окрему ПЛ - 35кВ Липовець - Росава).

Існуюче електрообладнання, що не відповідає сучасним вимогам та умовам експлуатації та підлягає поступовій заміні.

Щодо існуючого обладнання, що не відповідає сучасним вимогам, умовам експлуатації та потребує поступової заміни, то це трансформатори з підвищеними втратами, яких на сьогодні в електромережах налічується та 110 кВ – 6 шт., 35 кВ – 18 шт. Їх перелік приведений в табл. 4.12.

Якщо виконати заміну цих трансформаторів на нові тієї ж потужності або найближчої більшої, то середньорічна економія втрат енергії складе до 1,843 млн. кВт год на рік.

Щодо відокремлювачів і короткозамикачів, що зняті з виробництва в 1985 році (в т.ч. виробництво запасних частин), їх число досить значне.

ВО з КЗ використовуються на 43 ПС 110 кВ (75 ВО і 74 КЗ) і на 49 ПС 35 кВ (75 ВО і 75 КЗ). Усі їх потрібно замінити на вимикачі. Перелік підстанцій, на яких використовуються ВО та КЗ наведений в табл. 4.13.

При заміні ВО та КЗ потрібно виконувати значну реконструкцією підстанцій, особливо тих, на яких в цей час відсутні вимикачі зі сторони вищої напруги. На цих ПС, крім монтажу вимикачів, потрібна реконструкція ВРП, РЗ, будівництво З

Таблиця 4.12 – Трансформатори старої шкали, встановлені на ПС 6 – 110 кВ

№ п/п	Назва ПС	Тип тр-рів	Напруга, кВ	Рік вводу в експлуатацію тр-рів	Потужність тр-ра, МВА	Втрати х.х. δР_{хх} кВт	Втрати к.з. δР_{кз} кВт
ПС 110 кВ							
1	Козаровичі	ТМ-6300/110	110/6	1968	6,3	27,3	55,2
2	Кожанка	ТДТНГ-10000/110	110/35/10	1967	10,0	47	72
3	Макарів	ТДТН-40000/110	110/35/10	1966	40	63	230
4	Медвин	ТМ-6300/110	110/10	1968	6,3	27,3	55,2
5	Рось	ТДТНГ-40500/110	110/35/10	1967	40,5	115	222
6	Роток	ТРДН-25000/110	110/10	1966	25	36	120
ПС 35кВ							
1	АРЗ	ТМ-2500/35	35/10	1969	2,5	5,1	23,50
2	Березівка	ТАМ-3200/35	35/10	1964	3,2	11,5	37
3	Веселинівка	ТМ-1800/35	35/10	1959	1,8	8,3	24
4	Дідівщина	ТАМ-1800/35	35/10	1963	1,8	8,3	24
5	Дослідна	ТМ-4000/35	35/10	1964	4,0	6,7	33,5
6	Калена	ТМ-3200/35	35/10	1959	3,2	11,5	37
7	Квітнева	ТАМ-1800/35	35/10	1962	1,8	8,3	24
8	Кіровська	ТАМ-3200/35	35/10	1961	3,2	11,5	37
9	Липовець	ТМ-1600/35	35/10	1968	1,6	3,65	16,5
10	Лозовий Яр	ТМ-1800/35	35/10	1964	1,8	8,3	24
11	Людвинівка	ТМ-4000/35	35/10	1969	4,0	6,7	33,5
12	М.Букрин	ТМ-1800/35	35/10	1956	1,8	8,3	24
13	Нежиловичі	ТМН-2500/35	35/10	1969	2,5	5,1	23,5
14	Ольшаниця	ТМ-3200/35	35/10	1952	3,2	11,5	37
15	Росава	ТМ-1600/35	35/10	1968	1,6	3,65	16,5
16	Стави	ТМ-2500/35	35/10	1967	2,5	5,1	23,5
17	Урожайна	ТМ-1600/35	35/10	1955	1,6	3,65	16,5
18	Чапаївка	ТАМ-3200/35	35/10	1963	3,2	11,5	37

Очевидно, що при такому числі підстанцій, на яких потрібно виконати заміну ВО та КЗ на вимикачі, їх реконструкція повинна виконуватись на протязі ряду років. Щодо необхідності негайної заміни ВО та КЗ, то в першу чергу потрібно виконати заміну тих, що вже на сьогодні відпрацювали свій ресурс повністю.

Загальна характеристика вимикачів, що встановлені на об'єктах електромереж ПрАТ «Київобленерго» приведена в табл. 4.14.

Таблиця 4.13 – Відокремлювачі та короткозамикачі, встановлені на ПС 35-110 кВ

№ п/п	Назва ПС	Напруга, кВ	Кількість ВО з КЗ, що відпрацювали свій ресурс, шт.	
			ВО	КЗ
1	2	3	4	5
ПС 110кВ				
1	Богатирка	110/10	1	1
2	Богдани	110/35/10	2	2
3	Богуслав	110/35/10	2	2
4	Брилівка	110/10	1	1
5	В.Дубечня	110/10	2	2
6	Володарка	110/35/10	2	2
7	Гостомель	110/10	2	2
8	ГПШ ТП ТЕС	110/6	2	2
9	Екскаваторна	110/35/10	2	2
10	Жукин	110/10	1	1
11	Заводська	110/10/10	2	2
12	Запрудка	110/35/10	2	2
13	Зоря	110/35/10	2	2
14	Козаровичі	110/6	2	2
15	Калита	110/35/10	2	2
16	Кленова	110/10	1	1
17	Ковалівка	110/10	2	2
18	Кодра	110/10	2	2
19	Кожанка	110/35/10	2	2
20	Колос	110/35/10	2	2
21	Красятичі	110/10	2	2
22	Макарів	110/35/10	2	2
23	Медвин	110/10	1	1
24	Мирна	110/35/10	2	2
25	Морська	110/10	1	1
26	Н.Жовтнева	110/10	2	2
27	Н.Петрівці	110/10	2	2
28	Озінно	110/10	2	2
29	Осещина	110/6	2	2
30	П.Яненьки	110/10	2	2
31	Полігонна	110/6	2	2
32	Ржищів	110/35/10	1	1
33	Розважів	110/10	1	1
34	Рокитне	110/35/10	1	1
35	Роток	110/10	1	-
36	Селекційна	110/10	2	2
37	Сквира	110/35/10	2	2
38	Ставище	110/35/10	2	2
39	Стріла	110/10	2	2
40	Тараща	110/35/10	2	2
41	Тетіїв	110/35/10	2	2
42	Циблі	110/10	1	1
43	Шкарівка	110/10	2	2
35 кВ				
1	Антонів	35/10	2	2
2	Блощинці	35/10	1	1
3	Бовкун	35/10	1	1
4	В.Снітинка	35/10	2	2
5	Веселинівка	35/10	2	2

Продовження таблиці 4.13

1	2	3	4	5
6	Войкове	35/10	1	1
7	Вороньків	35/10	2	2
8	Гайшин	35/10	2	2
9	Гнатівка	35/10	2	2
10	Дідівщина	35/10	1	1
11	Дмитрівка	35/10	2	2
12	Завадівка	35/10	1	1
13	Заліська	35/10	2	2
14	Зеленьки	35/10	2	2
15	Капустинці	35/10	1	1
16	Комбікормовий з-д	35/10	1	1
17	Копилів	35/10	1	1
18	КПТФ	35/10	1	1
19	Красилівка	35/10	1	1
20	Кучаків	35/10	2	2
21	Лозовий Яр	35/10	2	2
22	Мила	35/10	2	2
23	Млинове	35/10	2	2
24	Москаленки	35/10	2	2
25	Мостище	35/10	2	2
26	Музичі	35/10	2	2
27	Н.Олександрівка	35/10	1	1
28	Обуховичі	35/10	1	1
29	Оржиця	35/10	1	1
30	П.Хмельницька	35/10	2	2
31	Перемога	35/10	1	1
32	Потоки	35/10	2	2
33	Пухівка	35/10	2	2
34	Рогозів	35/10	1	1
35	Розалівка	35/10	1	1
36	Роща	35/10	2	2
37	Світільня	35/10	1	1
38	Селезенівка	35/10	2	2
39	Семиполки	35/10	2	2
40	Скребиші	35/10	2	2
41	Сотниківка	35/10	1	1
42	Сошників	35/10	1	1
43	Степова	35/10	2	2
44	Требухів	35/10	1	1
45	Тужилів	35/10	2	2
46	Чубинці	35/10	1	1
47	Шпитьки	35/10	2	2
48	Юхни	35/10	1	1

Таблиця 4.14 – Вимикачі, які встановлені на об'єктах ПрАТ «Київобленерго»

№ п/п	Вимикачі	Напруга, кВ		
		110	35	6-10
1	Всього, шт.	165	640	4123
	в т.ч масляні	47	571	2592
	елегазові	118	0	
	електромагнітні			9
	вакуумні	0	69	1522
2	Кількість вимикачів, шт./%			
	– що відпрацювали ресурс	19/11,52%	561/87,66%	1676/40,65%
	– не відповідають рівню СКЗ в мережі	-	-	-

Таблиця 4.15 – ПС 110 кВ на яких встановлені вимикачі, які не відповідають СКЗ

№ п/п	Назва підстанцій	Тип вимикача / номінальний струм відключення (кА)	Назва приєднання	Номінальний струм відключення вимикача (кА)	Максимальний струм к.з. за вимикачем		Кількість відключень і включень вимикачами к.з.	
					кА	% до ном. струму відключення вимикача	Розрахункова	Допустима в експлуатації
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Алюмінієва	ВВ/TEL-10-630/20	КРП-10кВ	20	20,370	101,85	100	80
		ВВ/TEL-10-1000/20	КРП-10кВ	20	20,370	101,85	100	80
		ВМП-10э-630/20	КРП-10кВ	20	20,370	101,85	8	6
		ВМП-10э-1600/20	КРП-10кВ	20	20,370	101,85	8	6
		ВМП-10Э-1000/20	КРП-10кВ	20	20,370	101,85	8	6
2	Васильків	ВВ/TEL-10-630/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	200	100
		ВМПЭ-10-1000/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	8	6
		ВМПЭ-10-3200/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	8	6
		ВВ/TEL-10-1000/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	100	90
		ВР-1-10-630/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	100	90
		ВР-1-10-1000/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	100	90
		VM1S-10-630/20	КРП-10кВ	20	20,120	100,6	100	90
		ВВВ-10-400/4	КРПЗ-10кВ	4	4,473	111,82	40	35

На 01.01.2018 року свій термін служби відпрацювали 95,3% вимикачів 6 – 110кВ.

Щодо вимикачів, що не відповідають значенням струмів короткого замикання (СКЗ), то згідно даних річного звіту (станом на 01.01.2018) – 14 шт. напругою 10 кВ.

Перелік ПС 110 кВ на яких використовуються вимикачі, що не відповідають СКЗ приведено в табл. 4.15.

Аналіз і оцінка технічного стану пристроїв та апаратури РЗ та ПА ПрАТ «Київобленерго».

Оцінка стану комплексів релейного захисту та протиаварійної автоматики ПрАТ «Київобленерго» виконується на основі аналізу статистичних даних.

Загальне число пристроїв РЗА і ПА, що знаходяться в експлуатації СРЗА ПрАТ «Київобленерго» приведена в табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Кількість пристроїв РЗА, що знаходяться в експлуатації

Звітний рік	Тип пристрою РЗА								Всього при-строїв РЗА та ПА
	Електромеханічні пристрої		Мікроелектронні пристрої		Мікропроцесорні пристрої		Противаварійна автоматика		
	Всього	%	Всього	%	Всього	%	Всього	%	
2013	23018	81,422	90	0,318	4493	15,893	669	2,366	28270
2014	23126	81,65	90	0,317	4438	15,669	669	2,362	28323
2015	23150	81,293	90	0,316	4568	16,041	669	2,349	28477
2016	23006	80,844	90	0,316	4692	16,488	669	2,35	28457

Основним показником за, яким виконується оцінка роботи пристроїв РЗА прийнято відсоток їх правильної роботи.

Статистичні дані про роботу пристроїв РЗА ПрАТ «Київобленерго» приведені в табл. 4.17.

В табл. 4.18 приведена класифікація причин хибної роботи пристроїв РЗА.

Пристрої РЗА згідно статистики правильно працюють в 99,9% випадках від загальної кількості, що свідчить про достатню надійність роботи РЗА і ПА ПрАТ «Київобленерго».

Таблиця 4.17 – Статистика роботи пристроїв РЗА

Звітний рік	Всього випадків роботи	Випадки роботи «правильно»	Випадки роботи «неправильно»				Правильна робота, %
			Всього	Хибно	Зайво	Відмова	
2013	4429	4419	10	8	2	0	99,77
2014	3834	3831	3	2	0	1	99,92
2015	3566	3564	2	0	1	1	99,94
2016	3793	3790	3	3	0	0	99,92

Таблиця 4.18 – Класифікація причин неправильної роботи пристроїв РЗА

Показники класифікації	Звітний рік			
	2013	2014	2015	2016
Причини, що залежать від РЗА, у тому числі:				
а) безпосередня вина персоналу				
б) незадовільний стан пристрою	1			
в) незадовільність проекту				
Вина оперативного персоналу	2	1		
Вина іншого експлуатаційного персоналу	2			
Вина заводів-виробників	3	1		
Вина проектної організації				
Вина монтажної або налагоджувальної організації				
Причини, що залежать від організації-розробника				
Інші	2	1	2	3
Нез'ясовані				
Допущені неправильні спрацьовування і неспрацьовування				
Всього	10	3	2	3

Спостерігається тенденція до зменшення кількості морально застарілих пристроїв РЗА. Але, відсоток загальне число даних пристроїв становить дуже велику частину (більше 80%) від загальної кількості пристроїв РЗА.

Основна частина пристроїв РЗА ПрАТ «Київобленерго» є електромеханічними пристроями (більше 80%), з яких в експлуатації перебуває близько 69,3% пристроїв з терміном служби, який перевищує нормативний. Також в експлуатації перебуває велике число пристроїв РЗА на мікроелектронній базі і пристроїв протиаварійної автоматики з терміном служби, який перевищує нормативний. Представлені дані свідчать про необхідність модернізації комплексу пристроїв РЗА (в першу чергу мікроелектронних та електромеханічних) з метою заміни пристроїв, які перебувають в експлуатації, а також на потребу у визначенні актуальних напрямів розвитку системи РЗА і ПА ПрАТ «Київобленерго».

4.4 Аналіз надійності живлення споживачів з урахуванням схем РУ діючих підстанцій

Розподільча мережа 110 кВ.

Згідно Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) до одноланцюгових ПЛ 110 (150) кВ із двостороннім живленням допускається підключення не більше 3-х проміжних ПС.

На сьогодні в мережах є декілька транзитів, які не відповідають даній вимозі, а саме:

а) До транзиту 110 кВ Бровари – Вишгород підключено вісім ПС . А саме: Калита, Козелець, Остер, Виползово, Морська, Жукин, В.Дубечня, Полігона. Згідно п. 13.5 (абзац) ПС 110 кВ «Виползово» не може розглядатися як вузлова, оскільки не допускається застосовувати, як третю лінію живлення лінію, що є відгалуженням від ЛЕП.

б) До транзиту Житомирська – Тарасівка підключено сім ПС. А саме: Білогородка, Бузова, Колонщина, Макарів, Брусилів, Андрушівка, Коростишів.

в) До транзиту Білоцерківська – Володарка підключено п'ять ПС. А саме: Тараща, Брилівка, Жашків, Ставище, Богатирка.

Згідно п. 13.6 Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) на ПС 110 (150) кВ повинно встановлюватися два трансформатори.

На сьогодні в мережах наявні ПС 110 кВ із одним трансформатором. А саме Розважів, Жукин, Морська, Циблі, Медвин, Брилівка, Рокитне, Богатирка, Кленова, Польова, Жуківці.

При цьому потрібно звернути увагу, що на усіх вказаних ПС частково або повністю в колах силових трансформаторів, ліній та в перемичках застосовуються відокремлювачі та короткозамикачі, які потрібно замінити на вимикачі. Крім того на ПС «Розважів», «Морська», «Жукин», та «Циблі» потрібно здійснити перехід до схеми «місток із вимикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку

трансформаторів». На ПС «Польова» потрібно здійснити перехід до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, і обхідна системи шин».

Згідно 13.5 (абзац 6) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014) число ліній, які підключаються до вузлових ПС 110 (150) кВ, як правило має не перевищувати шести.

На сьогодні до ПС 110 кВ «Фастів» підключено сім ліній – три в напрямку ПС 330 кВ «Новокиївська», дві в напрямку ПС 330 кВ «Козятин» та дві в напрямку ПС 330 кВ «Білоцерківська»; до ПС 110 кВ «Миронівка» підключено дев'ять ліній – чотири в напрямку ПС 150 кВ «Шевченко», дві в напрямку ПС 330 кВ «Білоцерківська», дві в напрямку Канівської ГЕС та одна в напрямку Трипільської ТЕС.

Згідно 13.5 (абзац 7) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) допускається під час одночасного відключення обох кіл дволанцюгової лінії втратити не більше однієї ПС 110 (150) кВ. Але під час відключення дволанцюгової ПЛ 110 кВ Новокиївська – Фастів втрачаються ПС 110 кВ «Ліга-А», «Зоря» та «Васильків»; під час відключення частково дволанцюгової ПЛ 110 кВ Миронівка – Юрківка втрачаються ПС 110 кВ «Медвин», «Богуслав» та «Дашуківка»(ЧкОЕ); під час відключення дволанцюгової ПЛ 110 кВ Трипільська ТЕС - Ромашка втрачаються ПС 110 кВ «ГНС-1», «Жуківці» та «Ржищів».

Згідно до 13.5 (абзац 8) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) до двоколовиз тупиків рекомендується підключати не більше 2-х ПС 110 (150) кВ. Від ПС 330 кВ «Білоцерківська» до дволанцюгового тупика підключено три ПС 110 кВ «БШК», «Роток» і «Сільмаш». Від Трипільської ТЕС до дволанцюгового тупика підключено три ПС 110 кВ «Промвузол», «БХЗ» і «Картонна».

Інформація, щодо відповідності РУ ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» приведена в табл. 4.19.

Таблиця 4.19 – Загальна інформація про відповідність РУ ПС 110 кВ

№ з/п	ПС з вимикачами		ПС з ВО і КЗ	Змішані схеми (ВО і КЗ та вимикач, запобіжник)
	Повністю відповідає діючим типовим схемам	Нетипова схема		
1	2	3	4	5
1	Алюмінієва	Васильків	Гостомель	Богдани*
2	Березань	Тарасівка	ГПП*	В.Дубечня
3	Білогородка		Жукин	Екскаторна
4	Бориспіль		Запрудка	Заводська
5	Бузова		Зоря	Калита
6	В.Олександрівка		Кодра*	Козаровичі
7	Вишгород		Морська*	Красятині
8	ДБК		Н.Петрівці	Макарів
9	Демидів		Осещина	Мирна
10	Ірпін		Пол.Яненьки	Н.Жовтнева
11	Іскра		Полігонна	Стріла
12	Княжичі		Розважів	
13	Кока-Кола		Циблі	
14	Ліга А			
15	Металургійна			
16	Обухів			
17	Трубайлівка			
18	Чабани			
19	Юрівка			
20	Яготин			
21	Немішаєве			
Всього	21	2	13	11

Розподільча мережа 35 кВ.

Згідно п. 13.7 (абзац 1) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) потрібно формувати розгалужену електромережу напругою 35 кВ, як взаєморезервовані лінії електропередачі, що приєднанні до шин двох чи більше підстанцій або різних систем (секцій) шин однієї підстанції, із широким застосуванням резервних перемичок між ПЛ- 35 кВ, що резервуються за допомогою реклоузерів 35 кВ.

На сьогодні в мережі 35 кВ є невідповідність вказаному вище, а саме:

- ПЛ 35 кВ Бортничі – Теплична – Гологурів – Мирна;
- ПЛ 35 кВ Бортничі – Роца – Вороньків – Мирна;

- ПЛ 35 кВ Бортничі – Теплична – Гологурів –Проців.

Згідно п. 13.7 (абзац 8) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) потрібно застосовувати одноколові або багатоколові ПЛ (КЛ) 35 кВ із живленням від різних ПС-110 (150) кВ або різних секцій (систем шин) однієї ПС.

На сьогодні в мережі 35 кВ є невідповідність вказаному вище, а саме:

- ПЛ 35 кВ Білоцерківська – Bloшинці – Узин – Модуль – Розаліївка;
- ПЛ 35 кВ Миронівка – Юхни – Карапиші;
- ПЛ 35 кВ Рось – Терезино – Скребиші;
- ПЛ 35 Рокитне – Квітнева;
- ПЛ 35 кВ Тараща – Бовкун – Лютари;
- ПЛ 35 кВ Ромашка – Стави – Запруддя;
- ПЛ 35 кВ Демидів – Димер –Любимівка;
- ПЛ 35 кВ Демидів – Димер –Ясногородка.

Згідно п 13.7 (абзац 9) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) до одноланцюгових ПЛ 35 кВ між двома ЦЖ, як правило, знаходиться не більше чотирьох прохідних ПС.

На сьогодні в мережі 35 кВ наявні ряд транзитів, які не відповідають вказаним вище вимогам:

- ПЛ 35 кВ Княжичі – Требухів – Гоголів – Світильня – Русанів – Перемога – Селище – Сокіл – Морозівка – Кучаків – Бориспіль;
- ПЛ 35 Бориспіль – Степова – Русанів – Перемога – Селище – Сокіл – Баришівка;
- ПЛ 35 кВ Баришівка – Сокіл – Паришків – Войкове – Н. Олександрівка – Згурівка – Сотниківка – Яготин;
- ПЛ 35 Бориспіль – Степова – Русанів – Перемога – Селище – Сокіл – Баришівка;
- ПЛ 35 кВ Бузова – Гореничі – Мила – Дмитрівка – М. Рубежівка – Плахтянка – Макарів

ПЛ 35 кВ Березань – Лехнівка – Войкове – Н. Олександрівка – Згурівка – Сотниківка – Яготин;

- ПЛ 35 кВ Бузова – Гореничі – Мила – Дмитрівка – М. Рубежівка – Мостище – Буча;
- - ПЛ 35 кВ Ржищів – Березівка – Пії – Македони – Потоки – Козин – Колос;
- ПЛ 35 Макарів – Копилів – Людвинівка – Бишів – Грузьке – Рожів – Нежиловичі – Липівка – Макарів.

Згідно п. 13.7 (абзац 1) Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище (СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-101:2014) на ПС 35 кВ, як правило мають встановлюватися два трансформатори.

На сьогодні в мережі наявні ПС 35 кВ обладнанні одним трансформатором, а саме: Березівка, Бесідка, Бовкун, Блощинці, В.Березянка, Висока, Грузьке, Вільшанка, Заворичі, Запруддя, Калена, Іванівка, Зимовище, Комбікормовий з-д, Леонівка, Лемешівка, Красилівка, Липівка, Лобачів, М.Букрин, Любимівка, Лугова, Македони, Модуль, Обуховичі, Н.Шепеличі, Н.Олександрівка, Оржиця, Проців, Пилипча, Перемога, Рогозів, Рожів, Росава, Розаліївка, Роз'їждже, Русанів, Світильня, Сошників, Семенівка, Селище, Стадниця, Стрижівка, Урожайна, Юхни, Чапаївка, Ч.Яри, Ясногородка, Яцьки. 46.

Також потрібно звернути увагу, що на усіх вказаних вище ПС частково або повністю в колах трансформаторів, ліній та в перемичках всикористовуються відокремлювачі та короткозамикачі, які потрібно замінити на вимикач.

Загальна інформація про відповідність РУ ПС 35 кВ ПрАТ «Київобленерго» приведена в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 - Загальна інформація про відповідність РУ ПС 35 кВ

№ з/п	ПС з вимикачами		ПС з ВО і КЗ	Змішані схеми (ВО і КЗ та вимикач, запобіжник)
	Повністю відповідає діючій типовим схемам	Нетипова схема		
1	2	3	4	5
1	Бишів	АРЗ	Антонів	Бабинці
2	Бородянка	Бесідка	Заліська	Березівка
3	В.Половецьке	В.Березянка	Пухівка	Блощинці
4	Гаврилівка	Висока	Скребиші	Бовкун
5	Галайки	Вільшанка		В.Снітинка
6	Гореничі	Власівка		Веселинівка
7	Городище	Глеваха		Водоканал
8	Дачна	Гребінки		Войкове
9	Денихівка	Грузьке		Вороньків
10	Димер	Заворичі		Гайшин
11	Довгалівська	Запруддя		Гнатівка
12	Дружба	Зимовище		Гоголів
13	Єрківці	Іванівка		Головурів
14	Елеватор	Інкубаторна		Дідівщина
15	Западинка	Калена		Дмитрівка
16	ЗБВ	Карапиші		Дослідна
17	Згурівка	Квітнева		Завадівка
18	Калинівка	Козаківка		Зеленьки
19	Кам'янка	Лемешівка		Іванків
20	Катюжанка	Леонівка		Кагарлик
21	Качали	Липівка		Капустинці
22	Кашперівка	Лобачів		Кіровська
23	Кодаки	Лугова		Козин
24	Лехнівка	Любимівка		Комбікормовий з-д
25	Липовець	М.Букрин		Комсомольська
26	Лісова	Македони		Конча-Заспа
27	Літки	Мар'янівка		Копилів
28	Лука	Модуль		Коржі
29	Людвинівка	Н.Шепеличі		КПТФ
30	М.Снітинка	Ольшаниця		Красилівка
31	М.Рубежівка	Паришків		Кучаків
32	Максимовичі	Перегонівка		Лозовий Яр
33	Таценки	Пилипча		Любарці
34	Пії	Проців		Мила
35	Плахтянка	Рожів		Млинове
36	Пристроми	Роз'їдже		Морозівка
37	П'ятигори	Росава		Москаленки

Продовження таблиці 4.20

1	2	3	4	5
38	Радинка	Селище		Мостище
39	Рославичі	Семенівка		Музичі
40	Рудня	Стадниця		Н.Олександрівка
41	Садова	Стайки		Обуховичі
42	Сокіл	Стрижівка		Оржиця
43	Старинська	Терезино		П.Хмельницька
44	Узин	Урожайна		Перемога
45	Хлібзавод	Халеп'я		Плесецька
46	ХПП	Ч.Яри		Потоки
47	Чупира	Чапаєвка		Рогозів
48	Шибено	Яцьки		Розаліївка
49				Роща
50				<u>Русанів</u>
51				Світільня
52				Селезенівка
53				Семиполки
54				Сотниківка
55				Сошників
56				Стави
57				Степова
58				Теплична
59				Требухів
60				Трушки
61				Тужилів
62				Чубинці
63				Ясногородка
64				Шамраївка
65				Шпитьки
66				Юхни
Всього	48	48	4	66

4.5 Аналіз режимів роботи електромереж

Аналіз розрахунків усталених режимів здійснено для умов річного максимуму навантажень 2016 року.

В роботі здійснені перевірку потужності автотрансформаторів ЦЖ та існуючих перерізів проводів ПЛ 110 кВ ПрАТ «Київобленерго».

Розрахунки здійснені для режиму зимового вечірнього максимуму .

В розрахунках розглянуто нормальні та післяаварійні режими для взаєморезервованих ліній 110 кВ – відключення головної ділянки однієї із цих ліній та живлення всіх ПС напругою 110 кВ, підключених до цих ліній, від одного ЦЖ.

При виконанні розрахунків фактичний баланс, тобто склад генеруючих потужностей та навантажень вузлів схеми, прийняті згідно даних зимового режимного заміру від 21.12.2016.

Під час виконання цього розділу використані наступні матеріали:

- схема «Електричні мережі 110-750 кВ регіону Центральної ЕС станом на 01.01.2016 р.»;
- «Схема електричних мереж 110-35кВ ПрАТ «Київобленерго» станом на 01.01.2016 р.»;
- відомості режимних замірів по ПС 35 та 110 кВ ПрАТ «Київобленерго»;
- поточкорозподіл в мережі 110 кВ та вище Центральної ЕС відповідно до зимових режимних замірів 19.12.2012.

До розрахункової схеми входить топологія повної схеми магістральних електромереж ОЕС України напругою 220-750 кВ і еквівалентні зв'язки шунтуючої електромережі 110 (150) кВ. Розрахункові схеми електромережі 35-110 кВ ПАТ «Київобленерго» і 110-750 кВ Центральної ЕС, розглянуто з урахуванням всіх ПС 35- 110 кВ і ліній електропередачі.

Для розрахунку нормального режиму роботи прийнято схему із розрізами в електромережі 110 кВ згідно нормальної схеми з'єднань електромереж 110-750 кВ Центральної ЕС і схеми нормального режиму мережі 35 кВ та 110 кВ ПрАТ «Київобленерго».

За НТПЕС схема електромережі має забезпечувати надійність електропостачання, щоб у випадку відключення будь-якої лінії електропередачі зберігалось живлення споживачів без обмежень навантажень із дотриманням нормованої якості електричної енергії.

Струмові перевантаження по лініях електропередачі 35-110 кВ визначені за даними ПрАТ «Київобленерго» про допустимі довготривалі струми для проводів під

час аварійного режиму, в зимовий період - при температурі 0°C з врахуванням зменшення допустимих струмів, враховуючи технічний стан ліній електропередачі.

Максимум навантаження. Нормальний режим роботи електромережі.

Магістральна мережа 330 кВ.

Завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ, що є центрами живлення електромережі ПрАТ «Київобленерго» не перевищує номінальних значень та знаходиться в межах 11,29% - 91,64%.

Завантаження ЛЕП 330 кВ не перевищує - 35,13%.

Мережа 110 кВ.

Завантаження трансформаторів 110 кВ на ПС ПрАТ «Київобленерго» знаходиться в межах 0,95% - 87,65%.

Завантаження ЛЕП 110 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,07% - 65,42%. Відхилення напруги на шинах ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго», що перевищує гранично допустимі рівні:

- 2 сш. 110 кВ ПС 110 кВ Н.Жовтнева - 1,10 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ ПС 110 кВ Н.Жовтнева - 1,10 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ ПС 110 кВ П.Яненьки - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ.2 ПС 110 кВ Трубайлівка - 1,11 в.о.

Мережа 35 кВ.

На ПС ПрАТ «Київобленерго» перевантажуються наступні силові трансформатори 35 кВ:

- Т-2 на ПС 35 кВ Вороньків - 112,86 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ В. Половецьке - 117,11 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ Кодаки - 103,91 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Мила - 108,39 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Мостище - 112,11 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ Шамраївка - 104,41 %;

Завантаження ЛЕП 35 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,00% - 59,27%.

Відхилення напруги на шинах ПС 35 кВ ПрАТ «Київобленерго» не перевищує гранично допустимих значень.

Максимум навантаження. Аварійний режим відключення АТ-1 ПС 330 кВ "Новокиївська".

Магістральна мережа 330 кВ.

Завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ, що є ЦЖ електромережі ПрАТ «Київобленерго» не перевищує номінальних значень та перебуває в межах 0,00% - 99,15%.

Завантаження ЛЕП 330 кВ не перевищує - 37,27%.

Мережа 110 кВ.

Завантаження трансформаторів 110 кВ на ПС ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,00% - 89,14%.

Завантаження ЛЕП 110 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,05% - 66,42%.

Відхилення напруги на шинах ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго», яке перевищують гранично допустимий рівень:

- 1 сш. 110 кВ ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 2 сш. 110 кВ ПС 110 кВ П.Яненьки - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ. ПС 110 кВ Трубайлівка - 1,11 в.о.

Мережа 35 кВ.

На ПС ПрАТ «Київобленерго» перевантажуються наступні силові трансформатори 35 кВ:

- Т-2 на ПС 35 кВ Вороньків - 112,36 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ В. Половецьке - 115,71 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Вороньків - 112,36 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ Кодаки - 102,68 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Мостище - 111,78 %;

- Т-1 на ПС 35 кВ Шамраївка - 105,58 %;

Завантаження ЛЕП 35 кВ, що перебувають на балансі ПрАТ «Київобленерго» знаходиться в межах 0,00% - 44,12%.

Відхилення напруги на шинах ПС 35 кВ ПрАТ «Київобленерго», яке перевищує гранично допустимий рівень:

- 1 сш. 10 кВ ПС 35 кВ Дачна - 0,88 в.о.

В цьому режимі знеструмлюються повністю або частково ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго»:

- ПС 110 кВ Бузова;

- ПС 35 кВ Гореничі;

- ПС 35 кВ Дмитрівка;

- ПС 35 кВ М. Рубежівка;

- ПС 35 кВ Мила.

Оперативні перемикання:

Включення: ШЗВ 110 на ПС Фастів, СВ-110 на ПС Коростишів, СВ-110 на ПС Обухів.

Відключення: ПЛ 110 кВ Новокиївська - Фастів 1 і 2, СВ-110 1-2 та СВ-110 2-3 на ПС Тарасівка, ПЛ 110 кВ Новокиївська – Підгірці; відключено навантаження 20 МВт.

Максимум навантаження. Ремонтно-аварійний режим відключення АТ-1,2 ПС 330 кВ "Новокиївська".

Магістральна мережа 330 кВ.

Завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ, що є центрами живлення електромережі ПрАТ «Київобленерго» не перевищує номінального значення та знаходиться в межах 0,00% - 69,65%.

Завантаження ЛЕП 330 кВ не перевищує - 45,65%.

Мережа 110 кВ.

Завантаження трансформаторів на ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» знаходиться в межах 0,00% - 88,15%.

В електромережі 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» перевантажуються наступні лінії електропередачі 110 кВ:

- ТЕЦ-5-Н.Київська - 100,94 %.

Відхилення напруги на шинах ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго», які є більшими за гранично допустимий рівень:

- 1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Н.Жовтнева - 1,10 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Н.Жовтнева - 1,10 в.о.;
- 2 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 2 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ П.Яненьки - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ.2 на ПС 110 кВ Трубайлівка - 1,11 в.о.;

Мережа 35 кВ.

На ПС ПрАТ «Київобленерго» перевантажуються наступні силові трансформатори 35 кВ:

- Т-2 на ПС 35 кВ Вороньків - 111,68 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ В. Половецьке - 121,92 %;
- Т-1 ПС 35 кВ на ПС 35 кВ М. Снітинка - 100,27 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Мостище - 111,25 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ Шамраївка - 107,39 %.

Завантаження ЛЕП 35 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебувають в межах 0,00% - 46,14%.

Відхилення напруги на шинах ПС 35 кВ ПрАТ «Київобленерго», яке перевищує гранично допустимий рівень:

- | | |
|---------------|---------------------------------|
| - 1 сш. 10 кВ | ПС 35 кВ Дачна - 0,89 в.о.; |
| - 2 сш. 35 кВ | ПС 35 кВ Дідівщина - 0,89 в.о.; |
| - 1 сш. 35 кВ | ПС 35 кВ Дідівщина - 0,89 в.о. |

В цьому режимі знеструмлюються повністю або частково ПС 35-110 кВ ПрАТ «Київобленерго»:

- ПС 110 кВ Бузова;
- ПС 110 кВ Васильків;

- ПС 110 кВ Зоря;
- ПС 110 кВ Іскра;
- ПС 110 кВ Тарасівка;
- ПС 110 кВ Чабани;
- ПС 110 кВ Юрівка;
- ПС 35 кВ Глеваха;
- ПС 35 кВ Гореничі;
- ПС 35 кВ Дмитрівка;
- ПС 35 кВ Западинка;
- ПС 35 кВ Калинівка;
- ПС 35 кВ Кодаки;
- ПС 35 кВ М. Рубежівка;
- ПС 35 кВ Марянівка;
- ПС 35 кВ Мила;
- ПС 35 кВ Рославичі;
- ПС 35 кВ Хлібзавод.

Оперативні перемикання:

Включення: ШЗВ-110 на ПС Фастів, СВ-110 на ПС Коростишів, СВ-110 на ПС Обухів, СВ-35 на ПС Глеваха, напругу на ПС 330 кВ "Житомирська" підняти до 122 кВ.

Відключення: ПЛ 110 кВ Новокиївська - Фастів 1 і 2, ПЛ 110 кВ Новокиївська – Підгірці, ПЛ 110 кВ Новокиївська-Тарасівка 1,2, відключено навантаження обсягом 86 МВт.

Максимум навантаження. Аварійний режим відключення АТ-3 на ПС 330 кВ "Білоцерківська".

Магістральна мережа 330 кВ.

Завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ, що є ЦЖ електромережі ПрАТ «Київобленерго» не є більшим за номінальне значення та знаходиться в межах 0,00% - 92,39%.

Завантаження ЛЕП 330 кВ не перевищує - 35,74%.

Мережа 110 кВ.

Завантаження трансформаторів на ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,92% - 87,22%.

Завантаження ЛЕП 110 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,06% - 65,77%.

Відхилення напруги на шинах ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго», яке перевищує гранично допустимий рівень:

- 1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;
- 2 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ П.Яненьки - 1,11 в.о.;
- 1 сш. 110 кВ.2 на ПС 110 кВ Трубайлівка - 1,11 в.о.;

Мережа 35 кВ.

На ПС ПрАТ «Київобленерго» перевантажуються наступні силові трансформатори 35 кВ:

- Т-2 на ПС 35 кВ Вороньків - 112,84 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ В. Половецьке - 117,09 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ Кодаки - 103,90 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Мила - 108,36 %;
- Т-2 на ПС 35 кВ Мостище - 112,09 %;
- Т-1 на ПС 35 кВ Шамраївка - 105,47 %.

Завантаження ЛЕП 35 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,00% - 59,17%.

Відхилення напруги на шинах ПС 35 кВ ПрАТ «Київобленерго» не є більшим за гранично допустимі значення.

Відхилення напруги на шинах абонентських підстанцій 35-110 кВ, що належать стороннім організаціям не перевищує гранично допустимі значення.

Максимум навантаження. Ремонтно-аварійний режим відключення АТ-1, 3 на ПС 330 кВ "Білоцерківська".

Магістральна мережа 330 кВ.

Завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ, що є центрами живлення електромережі ПрАТ «Київобленерго» не є більшим за номінальне значення та перебуває в межах 0,00% - 99,12%.

Завантаження ЛЕП 330 кВ не перевищує - 36,82%.

Мережа 110 кВ.

Завантаження трансформаторів на ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго» перебуває в межах 0,82% - 87,14%.

Завантаження ЛЕП 110 кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» перебувають в межах 0,06% - 65,74%.

Відхилення напруги на шинах ПС 110 кВ ПрАТ «Київобленерго», яке перевищує гранично допустимий рівень:

-1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;

-2 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Осещина - 1,11 в.о.;

-1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ П.Яненьки - 1,11 в.о.;

-1 сш. 110 кВ на ПС 110 кВ Трубайлівка - 1,10 в.о.;

Мережа 35 кВ.

На ПС ПрАТ «Київобленерго» перевантажуються наступні силові трансформатори 35 кВ:

- Т-2 на ПС 35 кВ Вороньків - 112,70 %;

- Т-1 на ПС 35 кВ В. Половецьке - 116,92 %;

- Т-1 на ПС 35 кВ Кодаки - 103,77 %;

- Т-2 на ПС 35 кВ Мила - 108,19 %;

- Т-2 на ПС 35 кВ Мостище - 111,99 %;

- Т-1 на ПС 35 кВ Шамраївка - 106,43 %.

Завантаження ЛЕП 35кВ, що належать ПрАТ «Київобленерго» в межах 0,00% - 58,85%.

Відхилення напруги на шинах ПС 35 кВ ПрАТ «Київобленерго» не є більшим за гранично допустимі значення.

Оперативні перемикання:

Включення: СВ-110 на ПС Новосілки, підвищити генерацію на Білоцерківській

ТЕЦ.

4.6 Визначення рівня технологічних витрат електричної енергії

Втрати в електромережах залежать від навантаження і характеристик елементів електромережі, а також топології мережі.

Втрати електроенергії в електромережах мережах є одним з показників, що найоб'єктивніше показують економічність роботи мережі. Рівні втрат електроенергії побічно вказує на стан системи обліку та на наявність чи відсутність проблем, які пов'язані з технічним станом мереж.

Основні стратегічні цілі по зменшенню комерційних втрат – забезпечення максимального точного обліку спожитої електричної енергії та формування корисного відпуску електричної енергії.

Значення навантаження ПЛ 35–110 кВ пропорційне втратам електричної енергії.

В силових трансформаторах при зменшенні навантаження зменшується навантажувальна складова втрат, а втрати холостого ходу лишаються без змін. Для зменшення втрат холостого ходу потрібно відключати один трансформатор на двотрансформаторних підстанціях або виконувати заміну трансформаторів на менш потужні.

Після відключення одного трансформатора знижується надійність електропостачання споживачів та збільшуються навантажувальні втрати.

Для виконання заміна силових трансформаторів на менш потужні потрібно залучати певні капіталовкладення.

При зниженні удвічі встановленої потужності силових трансформаторів відповідно удвічі зменшуються втрати холостого ходу та до збільшення в 4 рази змінних втрат.

Це свідчить про те, що зниження встановленої потужності силових трансформаторів вимагає зваженого підходу та не може бути масовим, а відключення одного з силових трансформаторів призводить до погіршення надійності електропостачання. Тому, заходи для здійснення такої реорганізації електромережі не розглядалися.

До зниження втрат електроенергії в мережах повинні приводити технічне пере-

оснащення і реконструкція електромереж, яке здійснюється в зв'язку зі старінням основних фондів та їх моральним зносом. Проблема зниження втрат електроенергії разом із оновленням електромереж вимагає проведення ряду заходів, що направлені на вдосконалення схем електромереж та поліпшення технічного стану їх елементів. А саме: реконструкція існуючих електромереж шляхом розукрупнення розгалужених ліній електропередачі та збільшення перерізу проводів;

- поетапне переведення існуючих електромереж 6 кВ на напругу 20 кВ;
- використання в електромережах новітніх типів комутаційних апаратів;
- заміна силових трансформаторів на сучасні, що мають характеризуються меншими втратами. При потребі замінити трансформаторів на більш потужні;
- оснащення ПС та в ТП регулюючими пристроями та джерелами реактивної потужності для збільшення пропускної здатності електромережі та зменшення рівня втрат електричної енергії;
- збільшення пропускної здатності ділянок електромережі, а саме заміна проводів і кабелів на нові більшого перерізу, монтаж другого кола на існуючих опорах ПЛ та прокладка другого кола КЛ.

Фактичні витрати електричної енергії на транспортування за 2016 рік становлять 11,45 % при нормативі 13,19%.

Втрати електричної енергії на її передачу за даними ПрАТ наведені в табл. 4.21.

Таблиця 4.21 – Втрати в електромережах ПрАТ «Київобленерго»

Показник	Витрати електричної енергії на її передачу за роками				
	2012	2013	2014	2015	2016
Фактичні (звітні, (%))	15,61	16,02	15,88	16,09	16,92
Нормативні (%)	15,65	16,04	16,58	16,83	17,54
Небаланс* (%)	-0,03	-0,02	-0,7	-0,74	-0,63

Окрім того, наведемо значення миттєвих втрат на основі розрахункових схем в лініях електропередачі та силових трансформаторів мережі 35-110 кВ ПрАТ «Київобленерго» в табл. 4.1.

Таблиця 4.22 – Показники миттєвих втрат в ЛЕП мережі 35-110 кВ

№ з/п	Найменування ЛЕП	Найменування ділянки	Номинальна напруга, кВ	Мінімальний переріз проводу	Втрати в лінії, МВт
1	2	3	4	5	7
1	Богатирка-Ставище	Білоцерківська	110	АС-120\19	0,009
2	Володарка-Богатирка	Білоцерківська	110	АС-120\19	0,050
3	Б.Церква-Заріччя	Білоцерківська	110	АС-120\19	0,027
4	Б.Церква-Озерне	Білоцерківська	110	АС-120\19	0,277
5	Б.Церква-Рось 1	Білоцерківська	110	АС-185\29	0,332
...
412	Яготин-Лозовий Яр	Пр.Хмельницька	35	АС-50\8	0,007
413	Яготин-Садова	Пр.Хмельницька	35	АС-95\16	0,023
414	Яготин-Сотниківка	Пр.Хмельницька	35	АС-70\11	0,023
415	Яготин-Тужилів	Пр.Хмельницька	35	АС-70\11	0,004
416	відг.на ПС Н.Шепеличі	Чорнобильська	35	АС-95\16	0
417	відг.на ПС Роз'їзжа	Чорнобильська	35	АС-95\16	0
418	Чорнобиль-Радинка	Чорнобильська, Іванківська	35	АС-95\16	0,002
Всього в мережі 110 кВ					15,95
Всього в мережі 35 кВ					6,75
Всього в мережі 35-110 кВ					22,71

Висновки до розділу

В даному розділі виконано аналіз технічного стану електричного обладнання ПрАТ «Київобленерго». Досліджено динаміку та структуру електроспоживання.

Виконано аналіз технічного стану електричних мереж з визначенням їх відповідності вимогам надійності та якості електропостачання споживачів.

Визначено рівні технологічних витрат електричної енергії в елементах електричної мережі ПрАТ «Київобленерго».

5 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

5.1 Вступ

Всі електроустановки обладналися пристроями релейного захисту, призначеними для відключення ділянки в колі, якщо пошкодження спричиняє за собою вихід з ладу елемента або електроустановки в цілому. Релейний захист спрацьовує і тоді, коли виникають умови, загрозливі порушенням нормального режиму роботи електроустановки. У релейному захисті електроустановок захисні функції покладені на реле, які служать для подачі імпульсу на автоматичне відключення елементів електроустановки або сигналу про порушення нормального режиму роботи устаткування, ділянки електроустановки, лінії і так далі. Реле є апарат, що реагує на зміну якої-небудь фізичної величини, наприклад струму, напруги, тиску, температури. Коли відхилення цієї величини виявляється вищим допустимого, реле спрацьовує і його контакти, замикаючись або розмикаючись, проводять необхідні перемикання з допомогою подали або відключення напруги в ланцюгах управління електроустановкою. До релейного захисту пред'являють наступні вимоги: селективність (вибірковість) — відключення тільки тієї мінімальної частини або елемента установки, яка викликала порушення режиму; чутливість — швидка реакція на певні, заздалегідь задані відхилення від нормальних режимів, іноді самі незначні; надійність — безвідмовна робота у разі відхилення від нормального режиму; надійність захисту забезпечується як правильним вибором схеми і апаратів, так і правильною експлуатацією, що передбачає періодичні профілактичні перевірки і випробування. Необхідна швидкість спрацьовування реле визначається проектом залежно від характеру технологічного процесу. Іноді для зведення до мінімуму збитку від виниклих пошкоджень релейний захист повинен забезпечувати повне відключення протягом сотих долей секунди. По своєму призначенню реле розділяють на реле управління і реле захисту.

5.2 Пошкодження і ненормальні режими роботи трансформаторів

До пошкоджень трансформаторів відносять: міжфазні КЗ на виводах і в обмотках (останні виникають набагато рідше, ніж перші); однофазні КЗ (на землю і між витками обмотки, тобто віткові замикання); «пожежа сталі» сердечника.

До ненормальних режимів відносяться: перевантаження, викликані відключенням, наприклад, одного з паралельно працюючих трансформаторів. Струми перевантаження відносно невеликі, і тому допускається перевантаження протягом часу, визначуваного кратністю струму перевантаження по відношенню до номінального; виникнення струмів при зовнішніх КЗ, що є небезпекою в основному через їх теплову дію на обмотки трансформатора, оскільки ці струми можуть істотно перевершувати номінальні. Тривале проходження струму зовнішнього КЗ може виникнути при пошкодженні, що не відключилося, на приєднанні, що відходить від трансформатора; неприпустиме пониження рівня масла, що викликається значним пониженням температури я іншими причинами.

Пошкодження і ненормальні режими роботи пред'являють певні вимоги до пристроїв автоматичного управління трансформаторами, що розглядаються нижче.

5.3 Види і призначення автоматичних пристроїв трансформатора

На трансформаторах встановлюються наступні захисту: захист від коротких замикань, що діє на відключення пошкодженого трансформатора і виконується без витримки часу (для обмеження розмірів пошкодження, а також для запобігання порушенню безперебійної роботи живлячої енергосистеми). Для захисту потужних трансформаторів застосовуються подовжні диференціальні струмові захисту, а для малопотужних трансформаторів — струмові захисту із ступінчастою характеристикою витримки часу. Крім того, при всіх пошкодженнях усередині бака і пониженнях рівня масла застосовується газовий захист, що працює на неелектричному принципі; захист, від струмів зовнішніх КЗ, основне призначення якої полягає в запобіганні тривалому проходженню струмів КЗ у разі відмови вимикачів або захистів суміжних елементів шляхом відключення трансформатора. Крім того, захист може працювати як основна (на трансформаторах малої модності, а також при КЗ на шинах, якщо відсутній спеціальний захист шин). Захисту від зовнішніх КЗ зазвичай виконуються струмовими або (значно рідше) дистанційними — з витримками часу; захист від перевантажень, що виконується за допомогою одного максимального реле струму, оскільки

перевантаження зазвичай є симетричним режимом. Оскільки перевантаження допустиме протягом тривалого проміжку часу (десятки хвилин при струмі не більше $1,5I_{T,ном}$), то захист від перевантаження за наявності чергового персоналу повинен виконуватися з дією на сигнал, а за відсутності персоналу — на розвантаження або на відключення трансформатора.

Захист ізоляції трансформаторів від атмосферних і комутаційних перенапружень здійснюється вентильними розрядниками. Застосовуються розрядники серіїв РВРД, РВМК, РВМГ, РВМ та ін. На підстанціях до 220 кВ їх зазвичай встановлюють на шинах або на приєднаннях трансформаторів. На підстанціях 330 кВ і вище вентильні розрядники обов'язково встановлюються на кожному приєднанні трансформатора, причому як можна ближче до трансформатора, щоб підвищити надійність грозозахисту і уберегти його від можливих комутаційних перенапружень. Вентильними розрядниками захищають від перенапружень незаземлені нейтралі трансформаторів 110-220 кВ. Це викликано тим, що нині усі трифазні трансформатори ПО- 220 кВ випускаються з пониженою ізоляцією нейтралі (в порівнянні з класом ізоляції лінійного введення). Так, у трансформаторів 110 кВ з регулюванням напруги під навантаженням рівень ізоляції нейтралі відповідає стандартному класу напруги 35 кВ, що обумовлюється включенням з боку нейтралі пристроїв РПН з класом ізоляції 35 кВ. Трансформатори 220 кВ також мають знижений рівень ізоляції нейтралі. В усіх випадках це дає значний економічний ефект і тим більший, чим вище клас напруги трансформатора. Тим часом на розземлених нейтралях таких трансформаторів можуть з'являтися перенапруження при однофазних КЗ в мережі. Вони можуть з'явитися під впливом підвищеної

напруги промислової частоти при неповнофазних режимах комутації ненавантажених трансформаторів. Для захисту розземлених нейтралей трансформаторів застосовуються вентильні розрядники на номінальну напругу, відповідну класу ізоляції нейтралі. Невживані в експлуатації (тривало невід'єднанні до мережі) обмотки трансформаторів нижчої (середньої) напруги зазвичай з'єднуються в трикутник (чи зірку) і захищаються від перенапружень вентильними розрядниками. Перенапруження в не-

вживаних обмотках з'являються в результаті дії грозових хвиль на обмотку ВН і переходу їх на обмотку НН (СН) через ємність або індуктивність між обмотками. Для захисту невживаної обмотки до вводукожної її фази приєднується вентиляний розрядник. У нейтралі зірки також встановлюється вентиляний розрядник. З переходом хвиль з однієї обмотки на іншу зв'язують також появу небезпечних для ізоляції перенапружень на обмотці автотрансформатора, що відключається вимикачем. Щоб уникнути ушкоджень, ізоляцію обмоток автотрансформаторів захищають вентиляними розрядниками, що встановлюються на усіх обмотках, що мають між собою автотрансформаторний зв'язок. Розрядники підключаються до сполучних шин жорстко, без роз'єднувачів. Вентильні розрядники усіх напруг повинні, як правило, постійно знаходитися в роботі протягом усього року. Їх періодично оглядають. При оглядах звертається увага на цілість фарфорових покришок, армувальних швів і гумових ущільнень. Поверхня фарфорових покришок повинна міститися в чистоті. Бруд на поверхні покришок спотворює розподіл напруги уздовж розрядника, що може привести до його перекриття. Спостереження за спрацюванням вентиляних розрядників ведеться по спеціальних регістрах. Вони включаються послідовно в ланцюг розрядник - земля, і через них проходить імпульсний струм, що призводить до спрацювання регістра. В процесі експлуатації вентиляних розрядників виконуються виміри мегаомметром їх опору, а також струму провідності при випрямленій напрузі. Необхідність капітального ремонту вентиляних розрядників визначається за результатами випробувань і оглядів

На трансформаторах передбачаються наступні пристрої автоматики: автоматичне повторне включення, призначене для повторного включення трансформатора після його відключення максимальним струмовим захистом. Вимоги до АПВ (автоматичне повторне включення) і способи його здійснення аналогічні розглянутим раніше пристроям АПВ ліній. Основна особливість полягає в забороні дії АПВ трансформаторів при внутрішніх пошкодженнях, які вимикаються диференціальним або газовим захистом; автоматичне включення резервного трансформатора, призначене для автоматичного включення секційного вимикача при аварійному відключенні одного з працюючих трансформаторів або при втраті живлення однієї з секцій по інших причинах;

автоматичне відключення і включення одне з паралельно працюючих трансформаторів, призначене для зменшення сумарних втрат електроенергії в трансформаторах; автоматичне регулювання напруги, призначене для забезпечення необхідної якості електроенергії у споживачів шляхом зміни коефіцієнта п трансформації знижувальних трансформаторів підстанцій, що живлять розподільну мережу. Для зміни п під навантаженням трансформатори обладналися пристроями РПН (регулятором перемикавання відгалуджень обмотки трансформатора під навантаженням).

5.4 Розрахунок струмів короткого замикання за трансформатором

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

№ п/п	Вузол живлення	Максимальний режим		Мінімальний режим	
		I_{K3}^{\max} , кА	$Z_{\text{сист}}^{\max}$, Ом	I_{K3}^{\max} , кА	$Z_{\text{сист}}^{\max}$, Ом
1	Шини 110 кВ ПС В.Олександрівка	9,579	6,931	3,31	20,059

Таблиця 5.2 - Технічні дані трансформатора Т-1 (Т-2) ТРДН-25000/110/10 ПС 110/10 кВ «В.Олександрівка»

1	Місце установки (ПС)			ПС В.Олександрівка	
2	Підстанційні номера трансформаторів			Т-1 (Т-2)	
3	Тип трансформаторів			ТРДН	
4	Схема з'єднань обмоток			Y0/Δ/ Δ -11-11	
5	Потужність, МВА			25	
6	Напруга, кВ			ВН	115
				НН-1	10,5
				НН-2	10,5
7	Струм	Робочий	А	ВН	125,5
				НН-1	687
				НН-2	687
		Холостого ходу		%	
8	Напруга КЗ., ек		ВН-НН1 (НН2)	%	20
			ВН-НН	%	10,5
			НН1-НН-2	%	30
9	Регулювання напруги		Обмотка 110кВ	%	± 9*1,78

Таблиця 5.3 – Максимальний та мінімальний струм короткого замикання

№ п.п.	Вихідні дані		ПС В.Олександрівка
			Струми приведені до напруги 115 кВ
1	Шини 110 кВ живильної ПС	Максимальний струм кз на шинах 110 кВ живильної підстанції, кА	$I^{(3)}=9,579$ $3I^{(0)}=7,198$
2		Мінімальний струм кз на шинах 110 кВ живильної підстанції, кА	$I^{(3)}=3,31$ $3I^{(0)}=3,28$

Розрахунок струмів короткого замикання за трансформатором з великим діапазоном регулювання напруги.

Розрахуємо значення напруги обмотки ВН при крайніх положеннях РПН за формулами:

$$U_{\text{ВН.мин}} = U_{\text{Т.ср}} \cdot (1 - \Delta U^*) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ВН.макс}} = U_{\text{Т.ср}} \cdot (1 + \Delta U^*) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ},$$

де $U_{\text{Т.ср}} = 115 \text{ кВ}$ - напруга обмотки ВН, відповідного положення перемикача РПН.

Однак, в мережах 110 кВ діапазон зміни робочої напруги значно менше. З однієї сторони, максимальна робоча напруга за умови ізоляції обмежено значенням 126 кВ, що на 10% більше номінальної напруги обмотки ВН. З іншої сторони у відповідності зі стандартом на якість електричної енергії мінімальна напруга в короткочасному режимі не повинна знижуватись більше, ніж на 10%, тобто 103 кВ. Відповідно, весь діапазон регулювання РПН $\Delta U = \pm 16\%$ практично не може бути використано, так як навряд чи може виникнути необхідність тримати на шинах ВН живлячої підстанції напругу значно нижньої номінальної і тим більше – вище допустимої.

Відомо, що кожному відгалудженню перемикача РПН відповідає визначена напруга короткого замикання трансформатора і відповідного йому опору трансформатора []. В паспортах і каталогах на типові трансформатори наведені напруги короткого замикання при середньому положенні перемикача РПН і при двох крайніх положеннях.

Для трансформатора ТРДН 25 000/110 $U_{к.мін} = 20,4\%$; $U_{к.макс} = 19,4\%$, для напруги обмотки ВН $U_{вн.мін} = 96,6$ кВ; $U_{вн.макс} = 133,4$ кВ.

Розрахуємо значення опорів трансформатора із врахуванням впливу РПН за формулою:

$$X_{Т.мін} = \frac{u_{к.мін} \cdot [U_{Т.ср} \cdot (1 - \Delta U^*)]^2}{100 \cdot S_{Т.ном}} = \frac{20,4 \cdot [115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25000} = 0,761 \text{ Ом}$$

де $S_{Т.ном} = 25\,000$ кВА – повна потужність силового трансформатора (Т – 1).

$$X_{Т.макс} = \frac{u_{к.макс} \cdot U_{с.макс}^2}{100 \cdot S_{Т.ном}} = \frac{19,4 \cdot 126^2}{100 \cdot 25000} = 0,123 \text{ Ом},$$

де $U_{с.макс} = 126$ кВ – максимальна допустима робоча напруга.

Уточнюючий розрахунок струмів КЗ. Визначимо значення $u_{к.макс}$ і $u_{к.мін}$ для реального діапазону зміни напруги в мережі 110 кВ.

Перемикач РПН з діапазоном регулювання $\Delta U = \pm 16\%$ має дев'ять відгалужень в позитивну сторону і дев'ять – в негативну. Кожному відгалуженню відповідає зміна напруги $\alpha = 16 \div 9 = 1,78\%$. Абсолютне значення напруги, відповідне одному ступеню регулювання визначається за формулою:

$$\Delta U_{N1} = U_{Т.ср} \cdot \alpha \div 100 = 115 \cdot 1,78 \div 100 = 2,047 \text{ кВ}.$$

Напруга $U_{с.макс} = 126$ кВ відповідає відгалуженню з номером:

$$N_+ = (U_{с.макс} - U_{Т.ср}) \div \Delta U_{N1} = (126 - 115) \div 2,047 = 5,37.$$

Найближче ціле число номеру позитивного відгалуження $N_+ = +5$.

Визначимо максимальну напругу трансформатора, відповідну даному відгалуженню:

$$U_{Т.макс} = U_{Т.ср} + N_+ \cdot \Delta U_{N1} = 115 + 5 \cdot 2,047 = 125,2 \text{ кВ}.$$

Аналогічно, напрузі $U_{с.мін} = 103$ кВ відповідає відгалуженню з номером, визначене за формулою:

$$N_{-} = (U_{с.мин} - U_{Т.ср}) \div \Delta U_{N1} = (103 - 115) \div 2,047 = -5,86.$$

Найближче ціле число номеру негативного відгалудження $N_{-} = -6$.

Визначаємо мінімальну напругу трансформатора, відповідну даному відгалудженню:

$$U_{Т.мин} = U_{Т.ср} + N_{-} \cdot \Delta U_{N1} = 115 - 6 \cdot 2,047 = 102,7 \text{ кВ}$$

Визначимо коефіцієнт трансформації трансформатора:

$$K_{Т.макс} = U_{Т.макс} \div U_{нн.ном} = 125,2 \div 11 = 11,38;$$

$$K_{Т.мин} = U_{Т.мин} \div U_{нн.ном} = 102,7 \div 11 = 9,34.$$

Відмітимо, що втрата напруги в трансформаторі від струмів навантаження в наведених розрахунках не враховується. Величина втрати при нормальному режимі роботи підстанції не перевищує 5%, тобто напруга на шинах НН тримається на рівні 10,5 кВ при номінальному коефіцієнті трансформації $K_{Т.ном} = 115 \div 11 = 10,4$.

Напругу короткого замикання трансформатора на всіх проміжних відгалудженнях N можна визначити виходячи з лінійної інтерпритації між значеннями u_k при середньому (номінальному) і відповідним крайнім положенням:

$$u_{к.N+} = u_{к.ср} - \frac{N+}{N_{кр}} \cdot (u_{к.ср} - u_{к.мин}) = 10,5 - \frac{5}{9} \cdot (10,5 - 20,4) = 16\%;$$

$$u_{к.N-} = u_{к.ср} + \frac{N-}{N_{кр}} \cdot (u_{к.макс} - u_{к.ср}) = 10,5 + \frac{6}{9} \cdot (19,4 - 10,5) = 16,433\%.$$

Визначимо результуючі опори на шинах НН підстанції:

$$X_{нн.мин} = \frac{U_{нн.ном}^2}{U_{с.ном}} \cdot \left[\frac{X_{с.макс}}{U_{Т.мин}} + \frac{U_{Т.мин} \cdot u_{к.N+}}{100 \cdot S_{Т.ном}} \right] = \frac{11^2}{110} \cdot \left[\frac{6,931}{102,7} + \frac{102,7 \cdot 16}{100 \cdot 25} \right] = 0,797 \text{ Ом};$$

$$X_{нн.макс} = U_{нн.ном}^2 \cdot \left[\frac{X_{с.мин}}{U_{Т.макс}^2} + \frac{u_{к.N-}}{100 \cdot S_{Т.ном}} \right] = 11^2 \cdot \left[\frac{20,059}{125,2^2} + \frac{16,433}{100 \cdot 25} \right] = 0,95 \text{ Ом},$$

де $X_{с.макс}$, $X_{с.мин}$ - опори живлячої мережі в максимальному і мінімальному режимах, Ом, $U_{с.ном}$ - номінальна напруга системи, дорівнює 110 кВ.

Визначаємо значення струмів трьохфазного КЗ на шинах НН, приведені до напруги 11 кВ за формулами 5.16 та 5.17.

$$I_{\text{НН.макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН.ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН.мин}}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 0,797} = 7968,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{НН.мин}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН.ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН.мин}}} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 0,95} = 6381 \text{ А};$$

$$I_{\text{НН.макс}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{НН.макс}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7968,4 = 6900,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{НН.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{НН.мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6381 = 5526 \text{ А}.$$

Струми КЗ на стороні 10 кВ, приведені до напруги 115 кВ:

$$I_{\text{ВН.макс}}^{(3)} = \frac{I_{\text{НН.макс}}^{(3)}}{K_{\text{Т.мин}}} = \frac{7968,4}{9,34} = 853,147 \text{ А};$$

$$I_{\text{ВН.мин}}^{(3)} = \frac{I_{\text{НН.мин}}^{(3)}}{K_{\text{Т.макс}}} = \frac{6381}{11,38} = 560,720 \text{ А};$$

$$I_{\text{ВН.макс}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ВН.макс}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 853,147 = 738,846 \text{ А};$$

$$I_{\text{ВН.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ВН.мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 560,720 = 485,597 \text{ А}.$$

Визначаємо струм ударного короткого замикання:

$$I_{\text{уд.макс}} = K_{\text{у,с}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.макс}}^{(3)} = 1,8 \cdot 853,147 \cdot \sqrt{2} = 2171,75 \text{ А};$$

$$I_{\text{уд.ин}} = K_{\text{у,с}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВН.мин}}^{(3)} = 1,8 \cdot 560,720 \cdot \sqrt{2} = 1427,36 \text{ А}.$$

Визначення уставки спрацювання захистів СВ – 10 кВ на ПС В.Олександрівка.

Визначаємо максимальний робочий струм трансформатора по стороні 10 кВ за формулою 5.26.

$$I_{\text{ном}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10500} = 687,321 \text{ А} \quad (5.26)$$

Вибираємо два трансформатора струму 1000/5 з'єднаних в неповну зірку.

Визначаємо струм спрацювання МСЗ по номінальному струму трансформатора за формулою 5.27.

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп} \cdot I_{ном}}{k_{п}} \geq \frac{1.1 \cdot 1.3 \cdot 687.33}{0.95} \geq 1035 \text{ А},$$

де k_H - коефіцієнт надійності, $k_H = 1.1 \div 1.25$; $k_{сзп}$ - коефіцієнт самозапуску електродвигунів, $k_{сзп} = 1 \div 4.0$; $k_{п}$ - коефіцієнт повернення реле струму, $k_{п} = 0.85 \div 0.95$.

Визначаємо коефіцієнт чутливості за формулою 5.28.

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{5526}{1035} = 5.339.$$

Коефіцієнт чутливості захисту, відповідно правилам [], повинен бути не менша 1.5.

Визначаємо струм спрацювання МСЗ по мінімальному струму кз на шинях 10 кВ за формулою 5.29.

$$I_{с.з} \leq \frac{k_T \cdot I_p}{k_{ч} \cdot k_{сх}} \leq \frac{200 \cdot 31.905}{1.5 \cdot 5.339} \leq 1195.67 \text{ А},$$

де k_m - коефіцієнт трансформації тр-рів струму. $k_{сх}$ - коефіцієнт схеми з'єднання тра-

нсформаторів струму, $k_{сх} = 1$; $I_p = \frac{I_{нн.мин}^{(3)}}{k_T} = \frac{6381}{200} = 31.905 \text{ А}$ - розрахунковий струм

в реле МСЗ, схема неповна зірка з трьома реле.

Визначаємо узгодження зі струмом спрацювання МСЗ Л-10 кВ:

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.В-10}^{макс} \cdot k_y \geq I_{с.з.В-10}^{макс} \cdot k_y \geq 687 \cdot 1 \geq 687 \text{ А},$$

де k_y - коефіцієнт надійності узгодження $k_y = 1$.

На основі наведених розрахунків наведених вище приймаємо струм спрацювання захисту 1100 А, пристрій захисту МРЗС-05М.

Визначаємо час спрацювання МСЗ:.

$$t_{с.з.} \leq t_{с.р.Л-10} + \Delta t \leq 0.3 + 0.5 \leq 0.8 \text{ сек},$$

де Δt - ступінь селективності, $\Delta t = 0.5 \text{ сек}$.

Визначення уставки спрацювання МСЗ на стороні 10 кВ ПС В.Олександрівка

Визначаємо узгодження зі струмом спрацювання СВ-10 за формулою 5.32.

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.В-10}^{Макс} \cdot k_y \geq I_{с.з.В-10}^{Макс} \cdot k_y \geq 687 \cdot 1,95 \geq 1339,65 \text{ А},$$

де k_y - коефіцієнт надійності узгодження $k_y = 1,95$.

На основі наведених розрахунків наведених вище приймаємо струм спрацювання захисту 1360 А, пристрій захисту МРЗС-05М.

Визначаємо час спрацювання МСЗ за формулою 5.32.

$$t_{с.з.} \leq t_{св-10} + \Delta t \leq 0,8 + 0,5 \leq 1,1 \text{ сек.}$$

Визначаємо струм спрацювання УРОВ-10 кВ за формулою 5.33

$$I_{УРОВ} = 0,35 \cdot I_{ном.тр} = 0,35 \cdot 687 = 240,45 \text{ А.}$$

Визначаємо струм увімкнення обдуву трансформатора за формулою 5.34.

$$I_{вкл.обдув} = 0,9 \cdot I_{ном.тр.} = 0,35 \cdot 687 = 618,3 \text{ А.}$$

Час ввімкнення обдуву приймаємо 5 секунд, $t_{п10} = 5,0 \text{ сек.}$

Контролюючим пристроєм ввімкнення обдуву обираємо реле типу РС-40М1-5/40.

Розрахунок захисту по перенавантаженню трансформатора:

$$I_{п10} \geq \frac{k_H \cdot I_{ном}}{k_{II}} \geq \frac{1,1 \cdot 687}{0,95} \geq 797,45 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисту за умовами роботи приймаємо 9 секунд, $t_{п10} = 9,0 \text{ сек.}$

Для захисту трансформатора від перенавантаження обираємо реле типу РС-40М1-5/41.

Визначення уставки спрацювання МСЗ на стороні 110 кВ ПС В.Олександрівка

Визначаємо максимальний робочий струм трансформатора по стороні ВН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Вибираємо три трансформатора струму 300/5 з'єднаних в повну зірку.

Визначаємо струм спрацювання МСЗ по номінальному струму трансформатора:

$$I_{с.з} \geq \frac{\kappa_H \cdot \kappa_{сзп} \cdot I_{ном}}{\kappa_{п}} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3 \cdot 125,5}{0,85} \geq 211,135 \text{ А},$$

де κ_H - коефіцієнт надійності, $\kappa_H = 1,1 \div 1,25$; $\kappa_{сзп}$ - коефіцієнт самозапуску електродвигунів, $\kappa_{сзп} = 1 \div 4,0$; $\kappa_{п}$ - коефіцієнт повернення реле струму, $\kappa_{п} = 0,85 \div 0,95$.

Визначаємо коефіцієнт чутливості за формулою 5.38.

$$\kappa_{ч} = \frac{I_p \cdot \kappa_T}{I_{с.з} \cdot \kappa_{сх}} = \frac{9,345 \cdot 60}{211,135 \cdot 1} = 2,656.$$

Коефіцієнт чутливості захисту, відповідно правилам, повинен бути не менше 1,5.

Визначаємо струм спрацювання МСЗ по мінімальному струму КЗ на шинах 10 кВ:

$$I_{с.з} \leq \frac{\kappa_T \cdot I_p}{\kappa_{ч} \cdot \kappa_{сх}} \leq \frac{60 \cdot 9,345}{1 \cdot 2,656} \leq 211,107 \text{ А},$$

де κ_m - коефіцієнт трансформації тр-рів струму. $\kappa_{сх}$ - коефіцієнт схеми зеднання трансформаторів струму, $\kappa_{сх} = 1$; $I_p = \frac{I_{нн.мин}^{(3)}}{\kappa_T} = \frac{560,720}{60} = 9,345 \text{ А}$ - розрахунковий струм в реле МСЗ, схема неповна зірка з трьома реле.

Визначаємо узгодження зі струмом спрацювання МСЗ-10 Т-1 (Т-2) кВ:

$$I_{с.з} \geq I_{с.з.МСЗ-10} \cdot \kappa_y \geq 125,5 \cdot 1,5 \geq 188,25 \text{ А},$$

де κ_y - коефіцієнт надійності узгодження $\kappa_y = 1,5$.

На основі наведених розрахунків наведених вище приймаємо струм спрацювання захисту 240 А, пристрій захисту МРЗС-05М.

Визначаємо час спрацювання МСЗ:

$$t_{с.з.} \leq t_{с.з.В-10} + \Delta t \leq 1,1 + 0,5 \leq 1,6 \text{ сек},$$

де Δt - ступінь селективності, $\Delta t = 0,5 \text{ сек}$.

Визначаємо струм блокування РПН:

$$I_{\text{бл.РПН}} = 1,8 \cdot I_{ном.тр.} = 1,8 \cdot 125,5 = 225,9 \text{ А} \quad (5.42)$$

Визначаємо струм увімкнення обдуву трансформатора:.

$$I_{\text{вкл.обдув}} = 0,9 \cdot I_{\text{ном.тр.}} = 0,9 \cdot 125,5 = 112,95 \text{ А.}$$

Час ввімкнення обдуву приймаємо 5 секунд, $t_{\text{обдув}} = 5,0 \text{ сек.}$

Контролюючим пристроєм ввімкнення обдуву обираємо реле типу РС-40М1-5/40.

Розрахунок захисту по перенавантаженню трансформатора:

$$I_{\text{п10}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном}}}{k_{\text{п}}} \geq \frac{1,1 \cdot 125,5}{0,95} \geq 145,32 \text{ А.}$$

Час спрацювання захисту за умовами роботи приймаємо 9 секунд, $t_{\text{п10}} = 9,0 \text{ сек.}$

Для захисту трансформатора від перенавантаження обираємо реле типу РС-40М1-5/41.

Визначення уставки спрацювання захистів СВ – 110 кВ на ПС В.Олександрівка

Визначаємо узгодження зі струмом спрацювання МСЗ-10 Т-1 (Т-2) кВ:

$$I_{\text{с.з}} \geq I_{\text{с.з.МСЗ-10}} \cdot k_{\text{у}} \geq 125,5 \cdot 2 \geq 251 \text{ А.}$$

де $k_{\text{у}}$ - коефіцієнт надійності узгодження $k_{\text{у}} = 2$.

Визначаємо узгодження за максимальним СКЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с.з}} \geq I_{\text{с.з.МСЗ-10}} \cdot k_{\text{у}} \geq 853,147 \cdot 1,5 \geq 1279,72 \text{ А,}$$

де $k_{\text{у}}$ - коефіцієнт надійності узгодження $k_{\text{у}} = 1,5$.

Приймаємо струм спрацювання МСЗ $I_{\text{с.з}} = 300 \text{ А}$, та струм спрацювання СВ $I_{\text{св}} = 1500 \text{ А}$.

Визначаємо час спрацювання МСЗ:

$$t_{\text{с.з.}} \leq t_{\text{с.р.МСЗ110}} + \Delta t \leq 1,6 + 0,5 \leq 2,1 \text{ сек.}$$

Час спрацювання СВ приймаємо 0,05 сек. , для захисту обираємо реле МРЗС-05М.

Розрахунок уставок спрацювання диференційного захисту Т-1 на ПС 110/10/10 кВ В.Олександрівка.

Визначаємо максимальний робочий струм трансформатора по стороні ВН за формулою 5.48.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Визначаємо максимальний робочий струм трансформатора по стороні НН₁:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 687,33 \text{ А.}$$

Визначаємо максимальний робочий струм трансформатора по стороні НН₂:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 687,33 \text{ А.}$$

По стороні ВН вибираємо три трансформатора струму 300/5 з'єднаних в трикутник.

Визначаємо вторинний номінальний робочий струм трансформатора по стороні ВН:.

$$I_{\text{р110}} = \frac{\kappa_{\text{сх}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{\kappa_m} = \frac{\sqrt{3} \cdot 125,5}{60} = 3,6 \text{ А.}$$

Для обмотки НН₁ та НН₂ обираємо три трансформатори струму з коефіцієнтом трансформації 1000/5, $\kappa_m = 200$, $\kappa_{\text{сх}} = 1$.

Визначаємо вторинний номінальний робочий струм трансформатора по стороні НН₁:

$$I_{\text{р10-1}} = \frac{\kappa_{\text{сх}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{\kappa_m} = \frac{1 \cdot 687}{200} = 3,4 \text{ А.}$$

Визначаємо вторинний номінальний робочий струм трансформатора по стороні НН₂:

$$I_{\text{р10-2}} = \frac{\kappa_{\text{сх}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{\kappa_m} = \frac{1 \cdot 687}{200} = 3,4 \text{ А.}$$

Визначаємо первинний струм небалансу за формулою 5.54.

$$I_{\text{нб1}_2} = (\kappa_{\text{апер}} \cdot \kappa_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{\text{макс}}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 853,147 = 221,82 \text{ А,}$$

де $k_{одн}$ - коефіцієнт однотипності, рівний $k_{одн} = 1$, якщо на всіх сторонах трансформатора не більше одного вимикача; $k_{анер}$ - коефіцієнт враховуючий перехідний режим, для реле з НТТ може бути прийнятий рівним одиниці, $k_{анер} = 1$; ε - відносне значення струму намагнічування при виборі трансформаторів струму, по кривим крайніх кратностей приймається рівним $\varepsilon = 0,1$.

Визначаємо попереднє значення струму спрацювання захисту без складової $I_{нб_3}$:

$$I_{с.з} \geq k_H \cdot I_{нб1_2} \geq 1,25 \cdot 221,82 \geq 277,28 \text{ А (5.55)}$$

Визначаємо струм спрацювання захисту за умови кидка струму намагнічування силового трансформатора:

$$I_{с.з} \geq k_H \cdot I_{ном.тр.} \geq 1,25 \cdot 125,5 \geq 156,875 \text{ А.}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мін}^{(3)} \cdot 1,5}{I_{с.з} \cdot k_{сх}} = \frac{560,720 \cdot 1,5}{156,875 \cdot \sqrt{3}} = 3,1.$$

Коефіцієнт чутливості захисту, відповідно правилам, повинен бути не менша 1,5.

Визначення числа витків реле ДЗТ-11 на стороні 110 кВ:

$$\omega_{110p} = \frac{F_{cp}}{I_{cp}} = \frac{100}{4,53} = 22,075.$$

де $F_{cp} = 100 \text{ А}$ – ЕРС спрацювання реле; Струм спрацювання реле, приведений до сторони ВН $I_{cp} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{n_m} = \frac{\sqrt{3} \cdot 156,875}{60} = 4,53 \text{ А.}$

До установки на комутаторі НТТ приймаємо число витків $\omega_{вн} = 22$, що набирається на робочій та керуючій обмотках.

Визначення числа витків реле ДЗТ-11 на стороні НН₁:

$$w_{10-1.p} = \frac{w_{110} \cdot I_{p110}}{I_{p.10-1}} = \frac{22 \cdot 3,6}{3,4} = 23,29 \text{ А.}$$

Приймаємо кількість витків рівною 23.

Визначення числа витків реле ДЗТ-11 на стороні НН₂ за формулою 5.60.

$$w_{10-2.p} = \frac{w_{110} \cdot I_{p110}}{I_{p.10-2}} = \frac{22 \cdot 3,6}{3,4} = 23,29 \text{ А.}$$

Приймаємо кількість витків рівною 23.

Визначаємо складову небалансу $I_{нб_3}$ за формулою 5.61.

$$I_{нб_3} = 2 \cdot \left| \frac{w_{10.p} - w_{110}}{w_{10.p}} \right| \cdot I_{кз.макс}^{(3)} = 2 \cdot \left| \frac{22 - 23}{22} \right| \cdot 853,147 = 77,56 \text{ А (5.61)}$$

Визначення струму небалансу зі складовою небалансу $I_{нб_3}$:

$$I_{нб} = I_{нб_3} + I_{нб1_2} = 77,56 + 221,82 = 299,4 \text{ А.}$$

Визначення числа витків тормозної обмотки реле ДЗТ-11:

$$w_T = \frac{k_H \cdot I_{нб} \cdot w_{10.p}}{I_{кз.макс}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,25 \cdot 23 \cdot 299,4}{853,147 \cdot 0,8} = 12,61 \text{ А (5.63)}$$

Визначення струму спрацювання диференційного захисту:

$$I_{с.з} = \frac{k_m \cdot I_{cp}}{K_{сх}} = \frac{60 \cdot 4,53}{\sqrt{3}} = 156,92 \text{ А}$$

Число витків реле приймаємо рівним 13.

Зведені висновки по результатам розрахунків.

Згідно розрахунків на ПС 110/10/10 кВ В.Олександрівка виставити:

СВ-10 кВ I-II с.ш. (III-IV с.ш.) – трансформатори струму 1000/5 (схема зеднання «неповна зірка»

Таблиця 5.4 – Уставки спрацювань захисту згідно розрахунків

Коефіцієнт транс- формації ТС	Тип реле	Тип ре- лейного захисту	Уставки спрацювання			АПВ
			Струм перв, (А)	Струм реле, (А)	Час, (с)	
СВ – 10 кВ ПС В.Олександрівка						
1000/5	МРЗС- 05М(013)	МСЗ	1100	5,5	0,8''	-
		ЛЗШ	1100	5,5	0,3''	
		АВР- ЗМН	-	-	9,0''	

В-10 кВ Т-1 (Т-2) – трансформатори струму 1000/5 (схема з'єднання – «неповна зірка»).

Таблиця 5.5 – Уставки спрацювань захисту згідно розрахунків

Коефіцієнт транс- формації ТС	Тип реле	Тип ре- лейного захисту	Уставки спрацювання			АПВ
			Струм перв, (А)	Струм реле, (А)	Час, (с)	
В – 10 кВ Т-1 (Т-2) ПС В.Олександрівка						
1000/5	МРЗС- 05М(013)	МСЗ	1360	6,8	1,1''	2,5''
		ЛЗШ	1360	6,8	0,3''	
		УРОВ	240	1,2	0,3''	
	РС-40М1- 5/40	Перегруз	797	4,25	9,0''	
		Обдув	618	2,95	5,0''	

В-110 кВ Т-1 (Т-2) – трансформатори струму 300/5, схема з'єднання «трикутник», «повна зірка».

Таблиця 5.6 – Уставки згідно розрахунків

Коефіцієнт трансфор-мації ТС	Схема зед-нання ТС	Тип реле	Тип релей-ного захисту	Уставки спрацювання		
				Струм перв, (А)	Струм реле, (А)	Час, (с)
В – 110 кВ Т-1 (Т-2) ПС В.Олександрівка						
300/5	Повна зірка	МРЗС-05М(013)	МСЗ	211	4,0	1,6''
			РС-40М1-5/40	Блок РПН	226	3,8
		Обдув		113	1,9	5,0''
		Перегруз		145	2,7	9,0''
300/5	трикут-ник	ДЗТ-11	Диф. захист	156,92	5,56	0,0''
				W ₁₁₀ '=22	W ₁₀ '=23	W _т =12

Таблиця 5.7 – Уставки згідно розрахунків

Коефіцієнт трансформації ТС	Схема з'єднання ТС	Тип реле	Тип релейного захисту	Уставки спрацювання		
				Струм перв, (А)	Струм реле, (А)	Час, (с)
В – 110 кВ Т-1 (Т-2) ПС В.Олександрівка						
300/5	Повна зірка	МРЗС-05М(013)	МСЗ	300	5,0	2,1''
			СВ	1500	25	0,05''

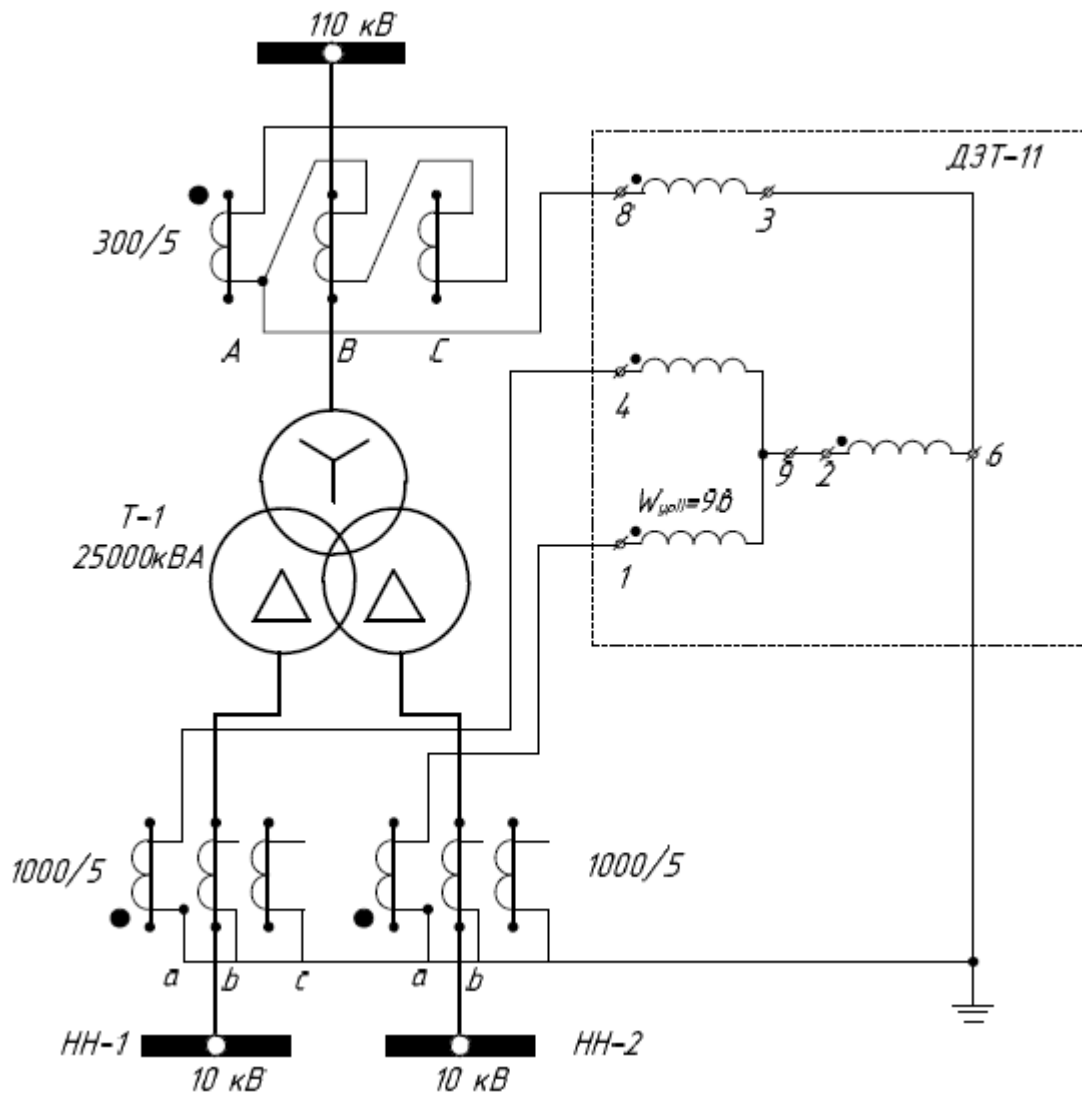


Рисунок 5.1 – Організація диференційного захисту трансформатора

Висновки до розділу

Всі електроустановки обладналися пристроями релейного захисту, призначеними для відключення ділянки в колі, якщо пошкодження спричиняє за собою вихід з ладу елементу або електроустановки в цілому. Релейний захист спрацьовує і тоді, коли виникають умови, загрозливі порушенням нормального режиму роботи електроустановки. У релейному захисті електроустановок захисні функції покладені на реле, які служать для подачі імпульсу на автоматичне відключення елементів електроустановки або сигналу про порушення нормального режиму роботи устаткування, ділянки електроустановки, лінії і так далі.

ВИСНОВКИ

В першому розділі описано діючу схему електричних з'єднань «ПС В. Олександрівка» та встановленого обладнання. Визначено, що обладнання є морально застарілим та потребує заміни. Перш за все потрібно заманити наявні ВД, КЗ – 110 кВ. Також необхідно виконати заміну силових трансформаторів на більш потужні.

В другому розділі обрано схеми головних з'єднань на стороні 10 та 110 кВ ПС В. Олександрівка. Обрано потужність силових трансформаторів.

Розраховано струми короткого замикання на шинах 10 та 110 кВ. Після чого обрано електричне обладнання для заміни існуючого на підстанції «В. Олександрівка». Розраховано блискавкозахист підстанції.

В третьому розділі розглянуто різні режими роботи транзиту 110 кВ «Бровари-КанівГЕС».

В четвертому розділі виконано аналіз технічного стану електричного обладнання ПрАТ «Київобленерго». Досліджено динаміку та структуру електроспоживання.

Виконано аналіз технічного стану електричних мереж з визначенням їх відповідності вимогам надійності та якості електропостачання споживачів.

Визначено рівні технологічних витрат електричної енергії в елементах електричної мережі ПрАТ «Київобленерго».

В п'ятому розділі розраховано та обрано уставки релейного захисту для ПС-110 кВ «В. Олександрівка.»

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2017). Введені 21.07.2017 р.
2. НПАОП 40.1-1.01-97 (ДНАОП 1.1.10-1.01-97). Правила безпечної експлуатації електроустановок.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб: ПЭИПК, 2007. -350 с.
5. Наклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

ДОДАТОК А.

Результати перевірки на плагіат